



2016
Resoconto intermedio di gestione
31 marzo 2016

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 31 marzo 2016
11	Azionariato
12	A2A S.p.A. in Borsa
	Risultati consolidati e andamento della gestione
16	Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria
24	Eventi di rilievo del periodo
28	Eventi di rilievo successivi al 31 marzo 2016
32	Evoluzione prevedibile della gestione
	Prospetti contabili consolidati
34	Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata
36	Conto economico consolidato
37	Conto economico complessivo consolidato
38	Rendiconto finanziario consolidato
40	Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato
	Note illustrative al Resoconto intermedio di gestione
44	Informazioni di carattere generale
45	Il Resoconto intermedio di gestione
47	Schemi di bilancio
48	Criteri di redazione
49	Variazioni di principi contabili internazionali
55	Area di consolidamento
56	Criteri e procedure di consolidamento
63	Stagionalità dell'attività
64	Sintesi dei risultati per settore di attività
66	Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
91	Indebitamento finanziario netto

93	Note illustrative alle voci di Conto economico
102	Risultato per azione
103	Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
104	Garanzie ed impegni con terzi
105	Altre informazioni

Allegati alle Note illustrative al Resoconto intermedio di gestione

128	1. Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato
130	2. Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto
132	3. Elenco delle attività finanziarie disponibili per la vendita

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

136	<i>Business Unit</i> Generazione e Trading
144	<i>Business Unit</i> Commerciale
148	<i>Business Unit</i> Ambiente
158	<i>Business Unit</i> Reti e Calore
167	<i>Business Unit</i> EPCG

Scenario e mercato

170	Quadro macroeconomico
174	Andamento del mercato energetico

Risultati per settore di attività

178	Risultati per settore di attività
180	<i>Business Unit</i> Generazione e Trading
184	<i>Business Unit</i> Commerciale
186	<i>Business Unit</i> Ambiente
188	<i>Business Unit</i> Reti e Calore
191	<i>Business Unit</i> EPCG
194	Altri Servizi e Corporate

Rischi e incertezze

196	Rischi e incertezze
-----	---------------------

Dichiarazione del Dirigente preposto

214	Dichiarazione del Dirigente preposto
-----	--------------------------------------

Organi sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PRESIDENTE

Giovanni Valotti

VICE PRESIDENTE

Giovanni Comboni

AMMINISTRATORE DELEGATO

Luca Camerano

CONSIGLIERI

Antonio Bonomo
Giambattista Brivio
Maria Elena Cappello
Michaela Castelli
Elisabetta Ceretti
Luigi De Paoli
Fausto Di Mezza
Stefano Pareglio
Secondina Giulia Ravera

COLLEGIO SINDACALE

PRESIDENTE

Giacinto Gaetano Sarubbi

SINDACI EFFETTIVI

Cristina Casadio
Norberto Rosini

SINDACI SUPPLENTI

Onofrio Contu
Paolo Prandi

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	EPCG	Altri Servizi e Corporate
Impianti termoelettrici ed idroelettrici	Vendita Energia Elettrica e Gas	Raccolta e spazzamento	Reti elettriche	Generazione e commerciale energia elettrica	Altri servizi
Energy Management		Trattamento	Reti gas	Reti elettriche	Servizi corporate
		Smaltimento e recupero energetico	Ciclo idrico integrato		
			Illuminazione pubblica e altri servizi		
			Servizi di Teleriscaldamento		
			Servizi di gestione calore		

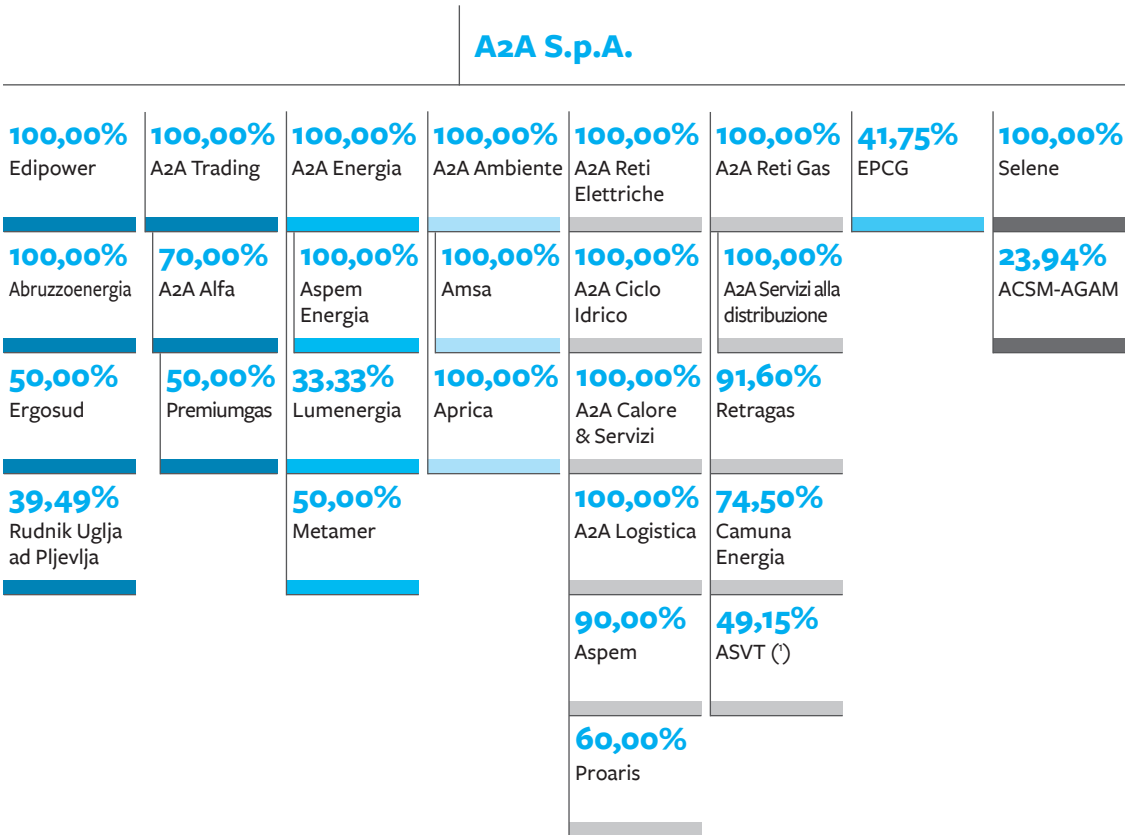
La suddivisione in *Business Units* riflette la struttura della reportistica che periodicamente viene analizzata dal *management* e dal Consiglio di Amministrazione al fine di gestire e pianificare il *business* del Gruppo.

Aree geografiche di attività



- Impianti idroelettrici
- Impianti termoelettrici
- Impianti di cogenerazione
- Impianti di trattamento rifiuti
- Partnership tecnologiche

Struttura del Gruppo



Business Units

- Generazione e Trading
- Commerciale
- Ambiente
- Reti e Calore
- EPCG
- Altre Società

(¹) Di cui lo 0,38% detenuta tramite A2A Reti Gas S.p.A..
Nel presente prospetto sono evidenziate le partecipazioni di maggior rilievo del Gruppo A2A.
Si rinvia agli allegati 1, 2 e 3 per il dettaglio completo delle partecipazioni.

Principali indicatori finanziari al 31 marzo 2016 (**)

Ricavi _____	1.287 milioni di euro
Margine operativo lordo _____	314 milioni di euro
Risultato del periodo _____	158 milioni di euro

Dati economici <i>Milioni di euro</i>	01 01 2016 31 03 2016	01 01 2015 31 03 2015
Ricavi	1.287	1.379
Costi operativi	(817)	(885)
Costi per il personale	(156)	(157)
Margine operativo lordo	314	337
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(118)	(109)
Risultato operativo netto	196	228
Risultato da transazioni non ricorrenti	52	-
Gestione finanziaria	(30)	(41)
Risultato al lordo delle imposte	218	187
Oneri per imposte sui redditi	(52)	(60)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-
Risultato di pertinenza di terzi	(8)	(10)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	158	117
Margine operativo lordo/Ricavi	24,4%	24,4%

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

Dati patrimoniali

Milioni di euro

	31 03 2016	31 12 2015
Capitale investito netto	6.009	6.156
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.132	3.259
Posizione finanziaria netta consolidata	(2.877)	(2.897)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,92	0,89
Posizione finanziaria netta consolidata / EBITDA Rolling 12 mesi	2,81	2,74

Dati finanziari

Milioni di euro

	01 01 2016 31 03 2016	01 01 2015 31 03 2015
Flussi finanziari netti da attività operativa	147	108
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(91)	(49)
Free cash flow (dato Rendiconto finanziario)	56	59

Capitalizzazione media in borsa del 2016 _____ 3.402 milioni di euro

Capitalizzazione al 31 marzo 2016 _____ 3.581 milioni di euro

Dati societari di A2A S.p.A.

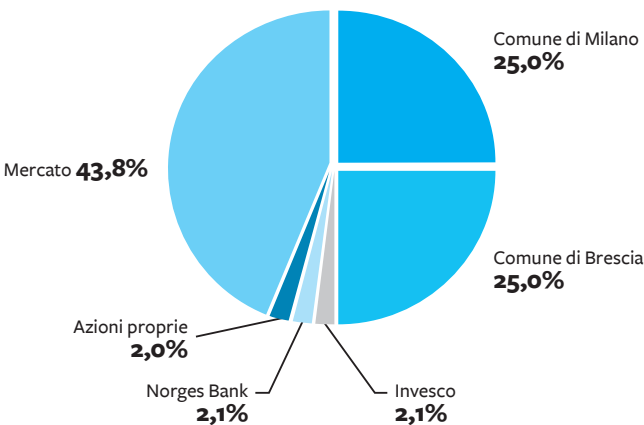
	31 03 2016	31 12 2015
Capitale Sociale (euro)	1.629.110.744	1.629.110.744
Numero azioni ordinarie (valore nominale 0,52 euro)	3.132.905.277	3.132.905.277
Numero azioni proprie (valore nominale 0,52 euro)	61.917.609	26.917.609

Indicatori significativi

	31 03 2016	31 03 2015
Media Euribor a sei mesi	0,103%	0,125%
Prezzo medio del greggio Brent (USD/bbl)	35,10	55,22
Cambio medio Euro/USD (*)	1,10	1,13
Prezzo medio del greggio Brent (Euro/bbl)	31,84	49,10
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	40,85	53,46

(*) Fonte Ufficio Italiano Cambi.

Azionariato (*)



(*) Fonte CONSOB per le quote superiori al 2% (aggiornamento al 31 marzo 2016).

A2A S.p.A. in Borsa

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

Capitalizzazione al 31 marzo 2016 (milioni di euro)	3.581	
Capitale sociale al 31 marzo 2016 (azioni)	3.132.905.277	
	Primo trimestre 2016	Ultimi 4 trimestri
Capitalizzazione media (milioni di euro)	3.402	3.568
Volumi medi (azioni)	15.869.796	16.684.148
Prezzo medio (euro per azione)	1,09	1,14
Prezzo massimo (euro per azione)	1,24	1,35
Prezzo minimo (euro per azione)	0,96	0,96

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.

Principali indici in cui è presente il titolo A2A

FTSE MIB
STOXX Europe
EURO STOXX
Wisdom Tree
S&P Developed Ex-US

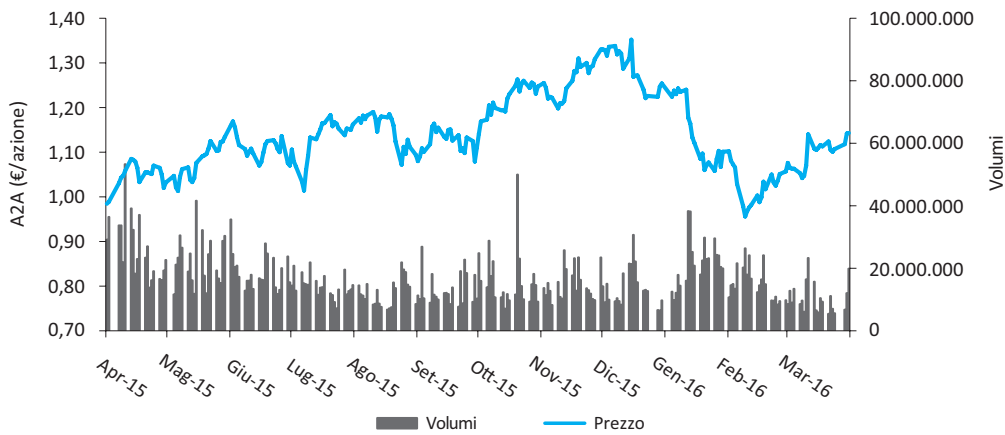
Indici etici

Axia Sustainable Index
ECPI Ethical Index EMU
Ethibel Sustainability Index Excellence Europe
FTSE ECPI Italia SRI Benchmark
Solactive Climate Change Index
Standard Ethics Italian Index

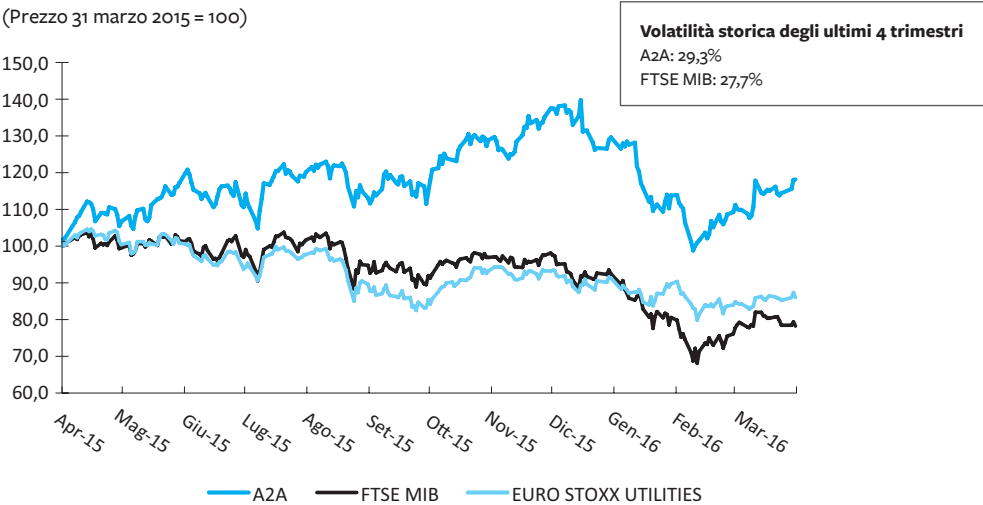
Fonte: Bloomberg e informazioni societarie

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



Fonte: Bloomberg

Rating

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

Fonti: agenzie di rating.

Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 31 marzo 2016, confrontati con il corrispondente periodo del precedente esercizio:

Milioni di euro	01 01 2016 31 03 2016	01 01 2015 31 03 2015	Variazioni
Ricavi	1.287	1.379	(92)
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	1.212	1.339	(127)
- Altri ricavi operativi	75	40	35
Costi operativi	(817)	(885)	68
Costi per il personale	(156)	(157)	1
Margine operativo lordo	314	337	(23)
Ammortamenti e svalutazioni	(96)	(98)	2
Accantonamenti	(22)	(11)	(11)
Risultato operativo netto	196	228	(32)
Risultato da transazioni non ricorrenti	52	-	52
Oneri netti di gestione finanziaria	(32)	(42)	10
Quota di risultato di società consolidate ad equity	2	1	1
Risultato da cessione di altre partecipazioni	-	-	-
Risultato al lordo delle imposte	218	187	31
Oneri per imposte sui redditi	(52)	(60)	8
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	166	127	39
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato di pertinenza di terzi	(8)	(10)	2
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	158	117	41

Nel primo trimestre 2016, i “**Ricavi**” del Gruppo A2A, pari a 1.287 milioni di euro, si sono ridotti del 6,7% rispetto ai primi tre mesi dell’anno precedente, principalmente a seguito della riduzione dei ricavi di vendita di energia elettrica sui mercati all’ingrosso.

Sulla flessione dei ricavi di Gruppo ha pesato inoltre, nonostante l'incremento dei volumi venduti, il calo dei prezzi di vendita sia gas che elettricità registrato nel mercato *retail*.

	31 03 2016	31 03 2015
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	1.507	2.369
EE venduta a clienti <i>retail</i> (GWh)	2.085	1.952
EE venduta in Borsa (GWh)	3.746	2.871
EE venduta mercato interno ed estero (GWh) - EPCG	870	913
Gas venduto a clienti grossisti (Mmc)	155	133
Gas venduto a clienti <i>retail</i> (Mmc)	510	488
Calore venduto (GWht)	1.148	1.128
EE distribuita (GWh)	2.766	2.788
EE distribuita (GWh) - EPCG	573	584
Gas distribuito (Mmc)	850	890
Acqua distribuita (Mmc)	16	14
Acqua depurata (Mmc)	9	8
Rifiuti smaltiti (Kton)	614	670

Dettaglio produzioni	31 03 2016	31 03 2015
Produzione termoelettrica (GWh)	2.463	2.000
Produzione termoelettrica (GWh) - EPCG	248	410
Produzione idroelettrica (GWh)	942	1.124
Produzione idroelettrica (GWh) - EPCG	568	584
Produzione calore (GWht)	1.095	1.103
Produzione di energia elettrica da cogenerazione (GWh)	100	135

Il “**Margine Operativo Lordo**” è risultato pari a 314 milioni di euro, in riduzione di 23 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2015.

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

Milioni di euro	31 03 2016	31 03 2015	Delta	Delta %
Generazione e <i>Trading</i>	95	113	(18)	(15,9%)
Commerciale	33	28	5	17,9%
Ambiente	59	61	(2)	(3,3%)
Reti e Calore	112	115	(3)	(2,6%)
EPCG	20	25	(5)	(20,0%)
Altri Servizi e <i>Corporate</i>	(5)	(5)	-	0,0%
Totale	314	337	(23)	(6,8%)

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* è risultato pari a 95 milioni di euro, in riduzione di 18 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi dell'anno precedente.

Nel confronto con il primo trimestre del 2015, il risultato del 2016 beneficia di maggiori partite non ricorrenti per circa 8 milioni di euro, mentre risente, per circa 2 milioni di euro, dell'effetto negativo di variazioni di perimetro riconducibili alla cessione degli impianti idroelettrici del nucleo di Udine (ad eccezione di Ampezzo e Somplago) a Cellina Energy S.r.l.. Al netto di tali effetti non ricorrenti, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* risulta in riduzione di circa 24 milioni di euro.

Tale contrazione è prevalentemente riconducibile, sia nel segmento elettrico che in quello del gas, all'andamento negativo dello scenario energetico. Con particolare riferimento al comparto elettrico, sono stati penalizzati i margini degli impianti idroelettrici (sia per la flessione dei prezzi che per le minori produzioni del periodo) e quelli dell'impianto a carbone di Monfalcone.

Tale effetto è stato in parte mitigato dalle maggiori quantità intermedie dai cicli combinati a gas sui mercati secondari (da 443 GWh a 569 GWh).

Nel trimestre in esame, inoltre, l'andamento del mercato, la compressione degli *spread* con l'estero e il venir meno di alcune opportunità sul mercato dei certificati ambientali (quale la conclusione del meccanismo dei Certificati Verdi), hanno penalizzato il risultato del *trading*.

Hanno invece parzialmente compensato tale dinamica la buona *performance* registrata nel mercato dei titoli ambientali, nonché i risparmi derivanti dal piano di efficienza operativa.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Commerciale si è attestato a 33 milioni di euro, in crescita di 5 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2015.

Al netto di componenti positive di reddito non ricorrenti rilevate nei primi tre mesi del 2016 pari a circa 2 milioni di euro, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* risulta in crescita di 3 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2015 prevalentemente a seguito della crescita dei risultati registrata nel comparto della vendita di energia elettrica.

Tale andamento ha interessato sia il mercato libero a seguito dell'incremento dei volumi venduti e del maggior numero di punti serviti, sia il mercato della tutela per effetto dell'aumento della quota tariffaria a copertura dei costi di commercializzazione (nonostante il calo delle quantità vendute verso i clienti serviti in regime di tutela).

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Ambiente è risultato pari a 59 milioni di euro, in riduzione di 2 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, sostanzialmente a seguito della riduzione delle quantità smaltite presso la discarica di lotti inertizzati di Corteolona (dal mese di maggio 2015) e le discariche di Cavaglià e Montichiari.

Nel trimestre in esame si evidenziano inoltre minori ricavi per la vendita di energia elettrica del termovalorizzatore di Acerra (a seguito della riduzione del corrispettivo CIP 6 determinata dalla

flessione dei prezzi dei combustibili di riferimento) e degli altri impianti di termovalorizzazione del Gruppo (per effetto della flessione dei prezzi dell'energia elettrica e calore).

Tale andamento è stato parzialmente compensato dall'incremento della marginalità derivante dalle maggiori produzioni di calore degli impianti di termovalorizzazione (a seguito delle maggiori richieste del comparto teleriscaldamento del Gruppo), dalla riduzione dei costi di smaltimento delle scorie dei termovalorizzatori di Brescia e Sillaz, nonché dall'incremento dei margini del segmento raccolta a seguito delle maggiori quantità raccolte e del maggior numero di abitanti serviti.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore è risultato pari a 112 milioni di euro, in riduzione di 3 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi del 2015. Tale andamento è sostanzialmente riconducibile a:

- maggiori ricavi relativi al servizio acquedotto, depurazione e fognatura per circa 3 milioni di euro a seguito degli incrementi tariffari riconosciuti dall'AEEGSI e di maggiori quantità distribuite nel periodo in esame;
- minori ricavi ammessi attesi per le attività di distribuzione di energia elettrica e gas a seguito prevalentemente dell'aggiornamento a partire dal 2016 del WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) da parte dell'AEEGSI e di minori ricavi per allacciamenti e prestazioni complessivamente per circa 8 milioni di euro;
- minori margini relativi all'attività di illuminazione pubblica e altri servizi per circa 2 milioni di euro;
- minori margini relativi alle attività di teleriscaldamento e gestione calore per circa 2 milioni di euro;
- minori costi fissi dell'intera *Business Unit* Reti e Calore per circa 6 milioni di euro derivanti in parte dal piano di efficienza operativa di Gruppo attualmente in corso.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* EPCG è risultato pari a 20 milioni di euro, in riduzione di 5 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi dell'anno precedente. Tale andamento, riconducibile prevalentemente al comparto energia, è dovuto principalmente all'incremento dei prezzi dell'*import* (+11%) e contestualmente al crollo dei prezzi dell'*export* (-36% in un trimestre in cui la società ha registrato un maggiore *import* e un lieve incremento dell'*export*), nonché alla flessione dei volumi e delle tariffe di vendita di energia elettrica ai clienti finali.

Gli “**Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni**” ammontano complessivamente a 118 milioni di euro (109 milioni di euro al 31 marzo 2015) ed includono gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali e materiali per 96 milioni di euro (98 milioni di euro al 31 marzo 2015) ed accantonamenti netti per 22 milioni di euro (11 milioni di euro al 31 marzo 2015).

Gli “Ammortamenti e svalutazioni” risultano pari a 96 milioni di euro (98 milioni di euro al 31 marzo 2015) e registrano un decremento complessivo di 2 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali sono in riduzione di 4 milioni di euro per effetto principalmente dell'adeguamento del processo di ammortamento delle reti di distribuzione gas conseguente alla pubblicazione del bando di gara da parte del Comune di Milano per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione gas in ambito territoriale. Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 2 milioni di euro rispetto al 31 marzo 2015 a seguito dei maggiori ammortamenti, per 3 milioni di euro, riferiti agli investimenti entrati in produzione successivamente al primo trimestre 2015, dei maggiori ammortamenti per 4 milioni di euro connessi all'incremento dei cespiti correlati all'iscrizione del fondo *decommissioning* per la messa in sicurezza degli impianti effettuato al termine del precedente esercizio e per 1 milione di euro da maggiori ammortamenti correlati alla revisione delle vite utili di alcuni impianti effettuati al 31 dicembre 2015 rettificati dai minori ammortamenti conseguenti le svalutazioni degli asset effettuate al 31 dicembre 2015, per 3 milioni di euro, e dai minori ammortamenti, per 3 milioni di euro, derivanti dalla scissione, che ha avuto efficacia dal 1° gennaio 2016, del cosiddetto “Ramo Cellina” di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l..

20

Gli “Accantonamenti per rischi” sono pari a 16 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 marzo 2015) e si riferiscono ad accantonamenti del periodo effettuati a fronte di contenziosi in atto, nonché a cause in corso. L’“Accantonamento per rischi su crediti” presenta un valore di 6 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 marzo 2015).

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il “**Risultato Operativo Netto**” ha raggiunto i 196 milioni di euro (228 milioni di euro al 31 marzo 2015) in diminuzione di 32 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio.

Il “**Risultato da transazioni non ricorrenti**” risulta positivo per 52 milioni di euro (valore inferiore al milione di euro al 31 marzo 2015) ed è relativo alla scissione del cosiddetto “Ramo Cellina” di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l. che ha avuto efficacia in data 1° gennaio 2016 a seguito dell'accordo sottoscritto tra le parti in data 28 dicembre 2015.

Gli “**Oneri netti della gestione finanziaria**” sono risultati pari a 32 milioni di euro (42 milioni di euro al 31 marzo 2015). La riduzione rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio, di circa 10 milioni di euro, è riconducibile principalmente alla variazione dei *fair value* dei contratti su derivati finanziari (negativa per 6 milioni di euro nel 2015; zero nel 2016) ed a minori oneri finanziari netti per 4 milioni di euro derivanti dalla riduzione dell'indebitamento medio ed agli effetti delle azioni di strategia finanziaria implementata dal Gruppo.

La “**Quota di risultato di società consolidate ad equity**” risulta positiva per 2 milioni di euro (positiva per 1 milione di euro al 31 marzo 2015) ed è riconducibile principalmente alla valutazione a Patrimonio netto 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 52 milioni di euro (60 milioni di euro al 31 marzo 2015).

Il **“Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo”**, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti, è risultato positivo e pari a 158 milioni di euro (positivo per 117 milioni di euro al 31 marzo 2015).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Il **“Capitale investito”** consolidato al 31 marzo 2016 ammonta a 6.009 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 3.132 milioni di euro e nella Posizione Finanziaria per 2.877 milioni di euro. Il Capitale investito comprende Attività/Passività destinate alla vendita per 2 milioni di euro.

Il **“Capitale di funzionamento”** ammonta a 237 milioni di euro, in aumento di 57 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015 principalmente per l’incremento dei crediti commerciali e delle altre attività correnti in parte compensata dalla diminuzione delle rimanenze e dall’aumento dei debiti commerciali ed altre passività correnti.

Il **“Capitale immobilizzato netto”**, è pari a 5.770 milioni di euro, in riduzione di 59 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015 essenzialmente per la diminuzione delle immobilizzazioni materiali determinata dagli ammortamenti di competenza del periodo.

Le **“Attività/Passività destinate alla vendita”** sono pari a 2 milioni di euro in riduzione per 145 milioni di euro a seguito dell’efficacia a partire dal 1° gennaio 2016 della scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. relativa al cosiddetto “Ramo Cellina” a favore di Cellina Energy S.r.l. in applicazione dell’accordo sottoscritto tra le parti in data 28 dicembre 2015.

La **“Posizione finanziaria netta”** si è attestata a 2.877 milioni di euro (2.897 milioni di euro al 31 dicembre 2015) a seguito della positiva generazione di cassa della gestione operativa che ha permesso un miglioramento di 20 milioni di euro nonostante il versamento di 38,5 milioni di euro a favore di Cellina Energy S.r.l. (a seguito della scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A.), l’acquisto di azioni proprie per 37 milioni di euro ed investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 54 milioni di euro.

<i>Milioni di euro</i>	31 03 2016	31 12 2015	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	5.770	5.829	(59)
- Immobilizzazioni materiali	5.022	5.067	(45)
- Immobilizzazioni immateriali	1.360	1.348	12
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	78	80	(2)
- Altre attività/passività non correnti (*)	(64)	(66)	2
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	305	308	(3)
- Fondi rischi, oneri e passività per discariche	(604)	(576)	(28)
- Benefici a dipendenti	(327)	(332)	5
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(137)</i>	<i>(143)</i>	
Capitale di funzionamento	237	180	57
- Rimanenze	98	184	(86)
- Crediti commerciali e altre attività correnti (*)	1.866	1.652	214
- Debiti commerciali e altre passività correnti (*)	(1.711)	(1.684)	(27)
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	(16)	28	(44)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(62)</i>	<i>(37)</i>	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	2	147	(145)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(145)</i>	<i>-</i>	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	6.009	6.156	(147)
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	3.132	3.259	(127)
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	3.047	3.059	(12)
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(170)	(162)	(8)
Totale Posizione finanziaria netta	2.877	2.897	(20)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>25</i>	<i>27</i>	
TOTALE FONTI	6.009	6.156	(147)

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

Milioni di euro	01 01 2016 31 03 2016	01 01 2015 31 03 2015
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DEL PERIODO	(2.897)	(3.363)
Scissione ramo Edipower a favore di Cellina Energy	(38)	-
Risultato netto ^(*)	114	127
Ammortamenti	96	98
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	2	1
Risultato da partecipazioni valutate ad <i>equity</i>	(2)	(1)
Imposte nette pagate	-	-
Variazioni delle attività e delle passività ^(*)	(63)	(117)
Flussi finanziari netti da attività operativa	147	108
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(54)	(49)
Investimenti in partecipazioni e titoli	-	-
Cessione di immobilizzazioni e partecipazioni	-	-
Dividendi incassati da partecipazioni	-	-
Acquisizione azioni proprie	(37)	-
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(91)	(49)
Free cash flow	56	59
Cash flow da distribuzione dividendi	-	-
Variazione delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	2	(3)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DEL PERIODO	(2.877)	(3.307)

(*) 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

Edipower S.p.A.: Atto di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l.

In data 1° gennaio 2016 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l. sulla base dell'accordo stipulato tra le parti in data 28 dicembre 2015.

Per effetto di tale operazione è stato assegnato a Cellina Energy S.r.l., società interamente partecipata da SEL - Società Elettrica Altoatesina - S.p.A., il compendio costituito dagli impianti idroelettrici di titolarità di Edipower S.p.A. costituenti il cd. "Nucleo di Udine", fatta eccezione per gli impianti idroelettrici di Ampezzo e Somplago, insieme ai rapporti giuridici attivi e passivi ad essi funzionali, unitamente ad un esborso di cassa per complessivi 38,5 milioni di euro.

A valle di tale operazione, il capitale sociale di Edipower S.p.A. è interamente detenuto da A2A S.p.A..

A2A S.p.A.: deliberazioni del Consiglio di Amministrazione

In data 25 gennaio 2016 il Consiglio di Amministrazione ha valutato la sussistenza del requisito di indipendenza previsto dall'articolo 3 del Codice di Autodisciplina delle Società Quotate in capo ai Consiglieri Antonio Bonomo, Giambattista Brivio, Maria Elena Cappello, Michaela Castelli, Elisabetta Ceretti, Luigi De Paoli, Stefano Pareglio e Dina Ravera ed ha preso atto della valutazione effettuata dal Collegio Sindacale in merito alla sussistenza del predetto requisito di indipendenza in capo a tutti i propri componenti. Nel corso della riunione, il Consiglio ha, inoltre, deliberato la seguente composizione per il Comitato per la Remunerazione e le Nomine: Antonio Bonomo - Presidente, Giovanni Comboni e Dina Ravera.

A2A S.p.A. e Università di Brescia: accordo su innovazione e sostenibilità in campo energetico-ambientale

In data 12 febbraio 2016 A2A S.p.A. ha siglato un accordo di collaborazione con l'Università Cattolica e l'Università degli Studi di Brescia, con l'obiettivo di promuovere iniziative di divulgazione sui temi dell'innovazione e dell'eco sostenibilità e favorire lo sviluppo di una cultura diffusa riguardo all'energia e all'ambiente.

Nello specifico, la collaborazione con l'Università Cattolica di Brescia e l'Università degli Studi di Brescia *Health & Wealth* è finalizzata a realizzare un'approfondita indagine sulla popolazione dell'area bresciana per individuarne le esigenze e le aspettative in campo ambientale. In particolare, i ricercatori saranno chiamati a esplorare e documentare le *best practices* delle tecnologie e dei processi relativi alla trasformazione dei materiali di scarto e dei sistemi di gestione e trattamento dei rifiuti urbani, comparandole con le soluzioni adottate dal Gruppo A2A.

L'indagine dovrà inoltre individuare la percezione del *brand* A2A Ambiente da parte del territorio, e della qualità del suo operato sia dal punto di vista dei servizi forniti sia della qualità, efficacia, efficienza e livello di innovazione degli impianti realizzati e gestiti.

Brescia: nuovo sistema per la raccolta differenziata dei rifiuti

Con decorrenza dal mese di aprile 2016 a Brescia è operativo un nuovo sistema per la raccolta differenziata dei rifiuti, che sarà progressivamente esteso nelle diverse zone della città fino a raggiungere la copertura completa nel 2017. Si tratta di un sistema di raccolta domiciliare combinato: carta e cartone, vetro e metalli e imballaggi in plastica sono raccolti porta a porta, mentre i rifiuti organici e quelli indifferenziati vengono raccolti in cassonetti a calotta apribile con una tessera elettronica personale.

A2A S.p.A: programma di acquisto di azioni proprie

In data 31 marzo 2016 si è concluso il programma di acquisto di azioni proprie, deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 16 febbraio 2016 in forza della delibera dell'Assemblea degli Azionisti dello scorso 11 giugno 2015.

L'operazione è avvenuta in conformità con le disposizioni dell'art. 132 del Decreto Legislativo 58/1998 e successive modifiche e dell'art. 144-bis del Regolamento Emittenti. Il numero massimo di azioni acquistabili era stato fissato in 35 milioni, pari a circa l'1% del capitale sociale di A2A S.p.A..

Al termine del programma A2A S.p.A. detiene complessivamente 61.917.609 azioni ordinarie, pari all'1,976% del capitale sociale, di cui 26.917.609 già in portafoglio al termine dell'esercizio 2015.

Gli acquisti di azioni proprie sono avvenuti ad un prezzo unitario medio di 1,06 euro, per un controvalore complessivo pari a 37.177.740 euro.

Unareti S.p.A.: società unica per servizi a rete

Nell'ambito del percorso di integrazione tra le società controllate e in linea con l'obiettivo di semplificazione della struttura societaria del Gruppo definito dal Piano industriale 2015-2019, A2A S.p.A. ha costituito Unareti S.p.A.. La società si occuperà della gestione dei servizi di distribuzione di gas e elettricità.

Unareti S.p.A., operativa dal 1° aprile 2016, integra le società controllate al 100% da A2A S.p.A. che operano nel settore dei servizi a rete, con il vantaggio di accorciare la catena decisionale e favorire sinergie intra-gruppo, con effetti positivi sui costi operativi e sulla capacità di investimento di A2A e del suo accesso ai mercati finanziari.

La nuova società, compresa nell'ambito delle società coordinate dalla *Business Unit* Reti e Calore del Gruppo A2A, ha più di 1.500 dipendenti e realizza un fatturato maggiore di 600 milioni di euro; la società unica delle reti effettuerà investimenti pari a circa 600 milioni di euro nel periodo 2016-2020; l'operazione consentirà inoltre una maggiore facilità di sviluppo del *business* sia in termini di gare gas sia in tema di possibili acquisizioni.

L'operazione e il nuovo *brand* Unareti rispondono a quanto previsto dalla Delibera 296/2015/R/ com (art. 17.6), emanata il 22 giugno del 2015 che dispone per i Gestori indipendenti entro il 30 giugno 2016 l'obbligo di separazione funzionale (*unbundling*), separando il marchio e le politiche di comunicazione fra le imprese di vendita e le imprese di distribuzione appartenenti allo stesso Gruppo.

A2A S.p.A.: firmato accordo per rilevare la maggioranza di Linea Group Holding

In data 4 marzo 2016 A2A S.p.A. e AEM Cremona, ASM Pavia, ASTEM Lodi, Cogeme e SCS Crema, soci di Linea Group Holding, hanno sottoscritto un contratto che prevede l'ingresso di A2A S.p.A. nel capitale sociale di LGH con una quota del 51%. Il *closing* dell'operazione è previsto entro il mese di giugno 2016, subordinatamente all'avveramento di alcune condizioni tra le quali l'ottenimento del nulla osta da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

L'operazione è volta a creare una *partnership* industriale, nell'ottica della cd. “*Multiutility dei Territori*”, finalizzata alla creazione di un operatore integrato sul territorio lombardo. Nell'attuale contesto macroeconomico, caratterizzato da difficoltà crescenti, tale percorso industriale è previsto generi valore grazie a una valorizzazione della presenza sui territori, al raggiungimento di una scala dimensionale che consenta di conseguire efficienze operative, di rispondere alla crescente sofisticazione dell'offerta, di superare la crescente competizione commerciale e la dimensione sempre più nazionale di alcuni business, nonché di rilanciare gli investimenti.

Gruppo A2A, Nissan e il Comune di Milano: sviluppato il piano urbano di infrastrutture pubbliche di ricarica rapida per veicoli elettrici

In data 23 marzo 2016 il Comune di Milano ha approvato il progetto avviato da Nissan in *partnership* con il Gruppo A2A per lo sviluppo della mobilità elettrica nel Comune di Milano; in base a tale progetto Nissan metterà a disposizione un parco di oltre cento veicoli elettrici a zero emissioni che rimarrà a titolo gratuito al Comune di Milano. Le nuove stazioni di ricarica potenzieranno l'infrastruttura attuale gestita dal Gruppo A2A, che a Milano si compone di 32 colonnine di ricarica accessibili al pubblico grazie al progetto *E-moving*, che ha portato importanti sviluppi in termini di mobilità elettrica nel capoluogo lombardo.

Eventi di rilievo successivi al 31 marzo 2016

A2A S.p.A.: deliberazioni del Consiglio di Amministrazione

In data 5 aprile 2016 il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha esaminato e approvato il Piano Strategico 2016-2020 del Gruppo A2A. L'obiettivo principale del nuovo Piano Industriale, che non include ancora gli ulteriori benefici derivanti dal piano di aggregazioni locali in corso, è confermare il disegno strategico annunciato lo scorso anno alla luce di un peggiorato scenario energetico: trasformare A2A in una *multiutility* più moderna, *leader* nell'ambiente, nelle reti intelligenti e nei nuovi modelli dell'energia, più equilibrata e profittevole, in grado di cogliere le opportunità che si apriranno nella *Green Economy* e nelle *Smart City* e *Smart Grid*.

Il Piano Strategico 2016-2020 del Gruppo A2A conferma tutti gli obiettivi industriali già definiti nel corso del 2015 e prevede, in aggiunta, nuove iniziative finalizzate a contrastare le avverse condizioni di mercato energetico sopraggiunte nonché alcuni fattori esogeni negativi (ritardato avvio del *Capacity Market*; riduzione della remunerazione nel comparto reti; riduzione delle tariffe in Montenegro). Fra le principali nuove iniziative che hanno contribuito a compensare, almeno parzialmente, il suddetto scenario si segnalano, in particolare:

- l'individuazione di ulteriori iniziative di efficienza operativa – attraverso l'implementazione del “Progetto EN&A” – per circa 50 milioni di euro incrementali di EBITDA a regime, come effetto di maggiori risparmi (40 milioni di euro) e margini;
- il rafforzamento della crescita attraverso circa 160 milioni di euro di investimenti incrementali focalizzati soprattutto nel ciclo idrico integrato, nei sistemi di distribuzione elettrica “*smart*”, nello sviluppo commerciale e nei misuratori di gas *smart* anche in Montenegro e operazioni di crescita esterna (M&A e iniziative di sviluppo);
- l'individuazione di ulteriori percorsi di aggregazione territoriale e *partnership* industriale in aggiunta a quelle già finalizzate nel Piano precedente.

Le principali linee di sviluppo del Piano continuano ad essere caratterizzate da tre macro aree di intervento ovvero: 1. Ristrutturazione e riduzione dell'esposizione nel comparto termoelettrico; 2. Rilancio degli investimenti nelle aree chiave dell'ambiente, delle reti e del mercato libero dell'energia; 3. Ridisegno della *mission* di A2A per cogliere le opportunità derivanti dall'evoluzione futura tecnologica ed industriale di alcuni *business* del Gruppo.

Gruppo A2A: acquistata la maggioranza di La BI.CO due S.r.l.

Il Gruppo A2A, tramite la sua controllata A2A Ambiente S.p.A., ha sottoscritto l'atto di acquisto di una partecipazione di maggioranza pari al 64% della società La BI.CO due S.r.l., con un'opzione esercitabile entro il 2020 di acquisto della rimanente quota del 36%. La BI.CO due S.r.l. opera nel settore dell'igiene urbana attraverso la raccolta, il trasporto e lo smaltimento dei rifiuti, e attraverso attività di igiene ambientale in vari Comuni della Provincia di Brescia, per un bacino di circa 100.000 abitanti serviti ed un fatturato di circa 10 milioni di euro all'anno.

La società gestisce inoltre un impianto di stoccaggio, trattamento e recupero rifiuti (principalmente carta e plastica) nel Comune di Lograto. L'operazione è in linea con gli obiettivi strategici del Piano Industriale del Gruppo A2A legati alla crescita della marginalità di A2A Ambiente S.p.A., allo sviluppo delle attività di raccolta dei rifiuti nei territori serviti e di valorizzazione dei prodotti provenienti dalla raccolta differenziata.

Questa acquisizione consentirà inoltre di creare sinergie operative e logistiche per le attività di igiene urbana attualmente gestite da A2A Ambiente S.p.A. nei comuni dell'area bresciana, nell'ottica della tradizionale vicinanza del Gruppo A2A alle esigenze del territorio.

Indagine sulle presunte violazioni della normativa sul *Public Procurement* in 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, 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, A2A Reti Elettriche (ora Unareti S.p.A.), hanno prestato a favore di EPCG servizi miranti a migliorare l'organizzazione e le *performance* della stessa EPCG. Si tratta, principalmente, per quanto riguarda A2A S.p.A., di servizi di natura amministrativa e di supporto organizzativo erogati mediante personale di A2A che ha dedicato parzialmente del tempo dall'Italia e direttamente presso EPCG e, per quanto riguarda A2A Reti Elettriche (ora Unareti S.p.A.), di servizi riguardanti l'implementazione di un *software* per il telecontrollo e la gestione dei contatori elettrici.

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 Procurement* allo scopo di acquistare servizi da A2A S.p.A., A2A Reti Elettriche e talune altre (nominativamente identificate) società controllate da A2A S.p.A..

Sotto un diverso profilo, i contratti di servizi tra EPCG e A2A S.p.A. – i quali, pur beneficiando della succitata esenzione, avrebbero necessitato dell'approvazione del Consiglio di Amministrazione di EPCG – non sarebbero stati esplicitamente approvati dal Consiglio di Amministrazione, 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 e 2015, 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 ed 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 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 e non è quindi ancora noto né ad A2A né a EPCG il capo d'imputazione addebitatogli. Tuttavia, sulla base di quanto pubblicato sulla stampa locale, l'ex CFO nominato da A2A sarebbe accusato - insieme a due precedenti *manager* 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 quanto sarebbero stati stipulati senza rispettare la normativa locale in materia di *Public Procurement*.

Va peraltro osservato che, come attestato dal legale montenegrino, le violazioni della legge sul *Public Procurement* non hanno rilevanza penale di per sé, in assenza di prova del danno cagionato o dell'illecita utilità procurata.

Sulla base delle valutazioni effettuate, di quanto precede e delle limitate informazioni ad oggi disponibili, inclusa l'incertezza sui capi di imputazione nei confronti dei soggetti indagati e del fatto che A2A e altre società del Gruppo non sono al momento destinatarie di alcun provvedimento, A2A ritiene che il rischio di un suo coinvolgimento, diretto o indiretto, in termini 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 attendibili l'importo delle stesse azioni risarcitorie o sanzionatorie, dirette o indirette.

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.

Evoluzione prevedibile della gestione

Lo scenario energetico continua ad essere caratterizzato da forte volatilità e livello nei prezzi delle *commodities* inferiori all'esercizio precedente e - seppure in misura inferiore - anche ai livelli ipotizzati dalla società nel proprio Piano Strategico. Nel corso dei mesi di Aprile/Maggio si è tuttavia registrata una ripresa nel prezzo del petrolio e anche le curve *forward* sul prezzo dell'energia sembrano avere invertito il *trend* ribassista. La società ha peraltro coperto per circa il 70%, tramite contratti *forward*, le proprie produzioni 2016 garantendosi almeno una parziale indifferenza dai movimenti dei prezzi di mercato. In considerazione delle coperture in essere e delle molteplici attività in corso l'esercizio possa concludersi in linea con quanto pianificato e senza scostamenti significativi rispetto all'esercizio 2015.

Prospetti contabili consolidati

Situazione
patrimoniale-finanziaria
consolidata ⁽¹⁾

Attività

Milioni di euro	Note	31 03 2016	31 12 2015	31 03 2015
ATTIVITÀ NON CORRENTI				
Immobilizzazioni materiali	1	5.022	5.067	5.579
Immobilizzazioni immateriali	2	1.360	1.348	1.320
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	3	70	68	75
Altre attività finanziarie non correnti	3	76	69	74
Attività per imposte anticipate	4	305	308	307
Altre attività non correnti	5	6	6	39
Totale attività non correnti		6.839	6.866	7.394
ATTIVITÀ CORRENTI				
Rimanenze	6	98	184	180
Crediti commerciali	7	1.547	1.485	1.671
Altre attività correnti	8	335	183	231
Attività finanziarie correnti	9	233	171	131
Attività per imposte correnti	10	69	71	62
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	559	636	599
Totale attività correnti		2.841	2.730	2.874
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	12	2	205	-
TOTALE ATTIVO		9.682	9.801	10.268

(1) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 39 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

Patrimonio netto e passività

Milioni di euro	Note	31 03 2016	31 12 2015	31 03 2015
PATRIMONIO NETTO				
Capitale sociale	13	1.629	1.629	1.629
(Azioni proprie)	14	(98)	(61)	(61)
Riserve	15	1.018	1.005	1.012
Risultato d'esercizio	16	-	73	-
Risultato del periodo	16	158	-	117
Patrimonio netto di Gruppo		2.707	2.646	2.697
Interessi di minoranze	17	425	613	610
Totale Patrimonio netto		3.132	3.259	3.307
PASSIVITÀ				
Passività non correnti				
Passività finanziarie non correnti	18	3.090	3.089	3.938
Benefici a dipendenti	19	327	332	363
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	20	604	576	498
Altre passività non correnti	21	95	99	374
Totale passività non correnti		4.116	4.096	5.173
Passività correnti				
Debiti commerciali	22	1.012	1.170	1.080
Altre passività correnti	22	707	521	563
Passività finanziarie correnti	23	630	692	122
Debiti per imposte	24	85	43	23
Totale passività correnti		2.434	2.426	1.788
Totale passività		6.550	6.522	6.961
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	25	-	20	-
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		9.682	9.801	10.268

Conto economico consolidato ⁽¹⁾

Milioni di euro	Note	01 01 2016 31 03 2016	01 01 2015 31 03 2015	01 01 2015 31 12 2015
Ricavi				
Ricavi di vendita e prestazioni		1.212	1.339	4.732
Altri ricavi operativi		75	40	189
Totale ricavi	27	1.287	1.379	4.921
Costi operativi				
Costi per materie prime e servizi		760	828	2.992
Altri costi operativi		57	57	252
Totale costi operativi	28	817	885	3.244
Costi per il personale	29	156	157	629
Margine operativo lordo	30	314	337	1.048
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	31	118	109	833
Risultato operativo netto	32	196	228	215
Risultato da transazioni non ricorrenti	33	52	-	(1)
Gestione finanziaria				
Proventi finanziari		5	4	28
Oneri finanziari		37	46	162
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni		2	1	(4)
Risultato da cessione di altre partecipazioni (AFS)		-	-	-
Totale gestione finanziaria	34	(30)	(41)	(138)
Risultato al lordo delle imposte		218	187	76
Oneri per imposte sui redditi	35	52	60	133
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte		166	127	(57)
Risultato netto da attività operative cessate		-	-	-
Risultato netto		166	127	(57)
Risultato di pertinenza di terzi	36	(8)	(10)	130
Risultato del periodo/esercizio di pertinenza del Gruppo	37	158	117	73
Risultato per azione (in euro):				
- di base		0,0509	0,0377	0,0234
- di base da attività di funzionamento		0,0509	0,0377	0,0234
- diluito		0,0509	0,0377	0,0234
- diluito da attività di funzionamento		0,0509	0,0377	0,0234

(1) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 39 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

Conto economico complessivo consolidato

Milioni di euro	31 03 2016	31 03 2015	31 12 2015
Risultato d'esercizio (A)	-	-	(57)
Risultato del periodo (A)	166	127	-
Utili/(perdite) attuariali su benefici a dipendenti iscritti a Patrimonio netto	-	-	17
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite) attuariali	-	-	(3)
Totale utili/(perdite) attuariali al netto dell'effetto fiscale (B)	-	-	14
Parte efficace degli utili/(perdite) sugli strumenti di copertura degli strumenti finanziari ("cash flow hedge")	(22)	2	35
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite)	6	(1)	(9)
Totale Altri utili/(perdite) al netto dell'effetto fiscale delle società consolidate integralmente (C)	(16)	1	26
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)	150	128	(17)
Totale risultato complessivo del periodo/esercizio attribuibile a:			
Soci della controllante	142	118	113
Interessenze di pertinenza di terzi	8	10	(130)

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	31 03 2016	31 12 2015	31 03 2015
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DEL PERIODO/ESERCIZIO	636	544	544
Scissione ramo Edipower a favore di Cellina Energy	(38)	-	-
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DEL PERIODO/ESERCIZIO	598	544	544
Attività operativa			
Risultato netto ^(*)	114	(57)	127
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	84	341	82
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	12	54	16
Svalutazioni/smobilizzi immobilizzazioni materiali e immateriali	2	364	1
Risultato di partecipazioni valutate ad equity	(2)	4	(1)
Imposte nette pagate (a)	-	(59)	-
Variazione delle attività e delle passività al lordo delle imposte pagate (b)	(63)	249	(117)
Totale variazione delle attività e delle passività (a+b) ^(*)	(63)	190	(117)
Flussi finanziari netti da attività operativa	147	896	108
Attività di investimento			
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(36)	(253)	(35)
Investimenti in immobilizzazioni immateriali e avviamento	(18)	(88)	(14)
Investimenti in partecipazioni e titoli ^(*)	-	(4)	-
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	-	7	-
Dividendi incassati da partecipazioni valutate ad equity e altre partecipazioni	-	2	-
Acquisto/cessione di azioni proprie	(37)	-	-
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(91)	(336)	(49)

(*) 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, immobilizzazioni e transazioni non ricorrenti.

Milioni di euro	31 03 2016	31 12 2015	31 03 2015
Free cash flow	56	560	59
Attività di finanziamento			
Variazione delle attività finanziarie (*)	(37)	(88)	(17)
Variazione delle passività finanziarie (*)	(11)	(133)	64
Interessi finanziari netti pagati	(47)	(129)	(51)
Dividendi pagati dalla capogruppo	-	(113)	-
Dividendi pagati dalle controllate	-	(5)	-
Flussi finanziari netti da attività di finanziamento	(95)	(468)	(4)
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE	(39)	92	55
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DEL PERIODO/ESERCIZIO	559	636	599

Prospetto delle variazioni
dei conti di Patrimonio netto
consolidato

Descrizione <i>Millioni di euro</i>	Capitale Sociale	Azioni Proprie	Cash Flow Hedge
Patrimonio netto al 31.12.2014	1.629	(61)	(51)
Variazioni del primo trimestre 2015			
Destinazione del risultato 2014			
Riserva IAS 32 e IAS 39 (*)			1
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi			
Patrimonio netto al 31.03.2015	1.629	(61)	(50)
Variazioni dal 1° aprile 2015 al 31 dicembre 2015			
Distribuzione dividendi			
Riserva IAS 19 Revised (*)			
Riserva IAS 32 e IAS 39 (*)			25
Put option su azioni Aspem S.p.A.			
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi			
Patrimonio netto al 31.12.2015	1.629	(61)	(25)
Variazioni del primo trimestre 2016			
Destinazione del risultato 2015			
Acquisto azioni proprie		(37)	
Riserva IAS 32 e IAS 39 (*)			(16)
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi			
Patrimonio netto al 31.03.2016	1.629	(98)	(41)

(*) 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
	1.099	(37)	2.579	600	3.179
	(37)	37			
			1		1
		117	117	10	127
	1.062	117	2.697	610	3.307
	(113)		(113)	(5)	(118)
	14		14		14
			25		25
				1	1
	67		67	147	214
		(44)	(44)	(140)	(184)
	1.030	73	2.646	613	3.259
	73	(73)			
			(37)		(37)
			(16)		(16)
	(44)		(44)	(196)	(240)
		158	158	8	166
	1.059	158	2.707	425	3.132

Note illustrative al Resoconto intermedio di gestione

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.

Il Resoconto intermedio di gestione

Il Resoconto intermedio di gestione (di seguito “**Resoconto**”) al 31 marzo 2016 del Gruppo A2A è presentato in milioni di euro; tale valuta coincide anche con la moneta funzionale delle economie in cui il Gruppo opera.

Il Resoconto del Gruppo A2A al 31 marzo 2016 è stato redatto:

- 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 del Resoconto sono stati applicati gli stessi principi utilizzati per la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2015, fatta eccezione per i principi e le interpretazioni adottate per la prima volta a partire dal 1° gennaio 2016 e illustrati dettagliatamente nel successivo paragrafo “Variazioni di principi contabili internazionali”.

Il presente Resoconto al 31 marzo 2016 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione il 12 maggio 2016, che ne ha autorizzato la pubblicazione.

Il Decreto Legislativo n. 25 del 15 febbraio 2016 di attuazione della Direttiva 2013/50/UE (cd. nuova direttiva *Transparency*) ha eliminato l'obbligo di pubblicazione del Resoconto intermedio di gestione. Il nuovo quadro normativo trova la sua prima applicazione alle società per le quali il primo trimestre dell'esercizio in corso scade successivamente all'entrata in vigore del Decreto Legislativo n. 25 del 15 febbraio 2016, cioè il 18 marzo 2016 e quindi anche per il Gruppo A2A.

Per quanto riguarda il primo trimestre 2016, A2A ha scelto, su base volontaria, di pubblicare il Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2016 in continuità con il passato. A2A valuterà con maggiore attenzione la semplificazione ora prevista dalla nuova normativa che, sulla ba-

se delle considerazioni preliminari effettuate, viene valutata positivamente e che potrebbe essere accolta favorevolmente già dalle prossime trimestrali. La scelta effettuata per il primo trimestre 2016 non è quindi vincolante per il futuro ed è suscettibile di essere rivista.

Si ricorda inoltre che il Decreto Legislativo n. 25 del 15 febbraio 2016 ha attribuito alla Consob la facoltà di prevedere con regolamento eventuali obblighi informativi aggiuntivi, rispetto al Bilancio annuale e alla Relazione semestrale, solo successivamente ad un'analisi d'impatto propedeutica all'esercizio dei poteri regolamentari. A questo proposito si segnala che la Consob ha pubblicato, lo scorso 14 aprile, un documento di consultazione volto a raccogliere informazioni e opinioni al fine di realizzare l'analisi di impatto propedeutica alla valutazione dell'esercizio dei propri poteri regolamentari.

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 2015.

Criteri di redazione

Il Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2016 è stato redatto 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 del Resoconto sono omogenei con quelli utilizzati in sede di predisposizione della Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2015, 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 2016.

Nel paragrafo a seguire, *“Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora omologati dall’Unione Europea”*, vengono invece dettagliati i principi contabili ed interpretazioni già emessi, ma non ancora omologati dall’Unione Europea e pertanto non applicabili per la redazione del bilancio al 31 marzo 2016, 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 2016 sono state applicate alcune integrazioni conseguenti a specifici paragrafi dei principi contabili internazionali già adottati dal Gruppo nei precedenti esercizi, nessuna delle quali ha determinato un effetto sui risultati economici e finanziari del Gruppo.

Le variazioni principali sono di seguito illustrate.

- IFRS 11 “Accordi a controllo congiunto”: emesso dallo IASB in data 6 maggio 2014, l’emendamento al principio in esame fornisce le linee guida relative al trattamento contabile da adottare in caso di acquisizioni di partecipazioni in accordi a controllo congiunto, la cui attività incontri la definizione di “*business*” così come definito dall’IFRS 3 “Aggregazioni di imprese”. La modifica in oggetto è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016;
- IAS 1 “Presentazione del bilancio”: emanata dallo IASB in data 18 dicembre 2014 e applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016, la modifica al principio in esame chiarisce esplicitamente che l’informativa non significativa non deve essere fornita anche se espressamente richiesta da uno specifico IFRS. In merito alle note esplicative al bilancio, non è previsto uno specifico ordine e quindi la società potrebbe anche decidere di presentare le note per singola voce di bilancio, commentando il contenuto e le variazioni del periodo insieme alla descrizione del principio contabile applicato per quella voce. La modifica al principio in

oggetto intende inoltre fornire chiarimenti in merito alla aggregazione o disaggregazione di voci di bilancio qualora il loro importo sia rilevante o “materiale”. In particolare, la modifica al principio richiede che non si proceda con l’aggregazione di poste di bilancio con caratteristiche differenti o con la disaggregazione di voci di bilancio che renda difficoltosa l’informativa e la lettura del bilancio stesso. Inoltre, con riferimento all’esposizione della posizione finanziaria di una entità, l’emendamento chiarisce la necessità di disaggregare alcune voci previste dai paragrafi 54 (Posizione finanziaria) e 82 (Conto economico) dello IAS 1;

- IAS 16 “Immobili, impianti e macchinari” e IAS 38 “Attività immateriali”: questa modifica ai due principi riportati, emessa dallo IASB nel mese di maggio 2014, chiarisce che un processo di ammortamento basato sui ricavi non può essere applicato con riferimento agli elementi di immobili, impianti e macchinari, in quanto tale metodo si basa su fattori (ad esempio volumi e prezzi di vendita) che non rappresentano l’effettivo consumo dei benefici economici dell’attività sottostante. Il divieto sopra indicato è stato incluso anche nello IAS 38, in base al quale le attività immateriali potranno essere ammortizzate sulla base dei ricavi solo se si riesce a dimostrare che i ricavi e il consumo dei benefici economici dell’attività immateriale sono altamente correlati;
- con le modifiche ai principi contabili internazionali IAS 41 “Agricoltura” e IAS 16 “Immobili, impianti e macchinari”, lo IASB ha stabilito che le piante fruttifere, utilizzate esclusivamente per la coltivazione di prodotti agricoli nel corso di vari esercizi, dovrebbero essere soggette allo stesso trattamento contabile riservato ad immobili, impianti e macchinari a norma dello IAS 16 “Immobili, impianti e macchinari”, in quanto il “funzionamento” è simile a quello della produzione manifatturiera. Le modifiche in esame sono applicabili con decorrenza dal 1° gennaio 2016;
- IAS 27 *Revised* “Bilancio separato”: l’emendamento al principio in esame, emanato dallo IASB in data 12 agosto 2014 e applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016, consente ad un’entità di utilizzare il metodo del Patrimonio netto per contabilizzare nel bilancio separato gli investimenti in società controllate, *joint ventures* e in imprese collegate;
- modifiche annuali agli IFRS 2012-2014: in data 25 settembre 2014 lo IASB ha pubblicato una serie di emendamenti ad alcuni principi contabili internazionali, applicabili con decorrenza dal 1° gennaio 2016. Le modifiche riguardano:
 - (i) IFRS 5 “Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate”;
 - (ii) IFRS 7 “Strumenti finanziari: informazioni integrative”;
 - (iii) IAS 19 “Benefici a dipendenti”;
 - (iv) IAS 34 “Bilanci intermedi”.

Per quanto riguarda il primo punto, la modifica chiarisce che non si deve ricorrere alla riesposizione dei dati di bilancio qualora una attività o un gruppo di attività disponibili per la vendita venga riclassificata come “detenuta per essere distribuita”, o viceversa.

Con riferimento all'IFRS 7, l'emendamento in oggetto stabilisce che qualora un'entità trasferisca un'attività finanziaria a condizioni tali da consentire la “*derecognition*” dell'attività stessa, viene richiesta l'informativa riguardante il coinvolgimento residuo dell'entità stessa nell'attività trasferita, qualora abbia sottoscritto dei contratti di servizio che evidenziano una interessenza dell'entità nella futura *performance* delle attività finanziarie trasferite.

La modifica dello IAS 19 proposta, chiarisce che il tasso di sconto per attualizzare le obbligazioni per benefici successivi al rapporto di lavoro, sia determinato con riferimento ai rendimenti di mercato dei titoli obbligazionari di aziende primarie e, nei Paesi dove non esiste un “mercato spesso” di tali titoli, siano utilizzati i rendimenti di mercato dei titoli di enti pubblici.

L'emendamento proposto allo IAS 34 richiede l'indicazione di riferimenti incrociati tra i dati riportati nel bilancio intermedio e l'informativa ad essi associata.

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

I seguenti principi ed emendamenti a principi preesistenti sono tuttora in corso di omologazione da parte dell'Unione Europea e pertanto non risultano applicabili da parte del Gruppo. Le date indicate riflettono la data di efficacia attesa e statuita nei principi stessi; tale data è tuttavia soggetta all'effettiva omologazione da parte degli organi competenti dell'Unione Europea:

- IFRS 9 “Strumenti finanziari”: il presente principio rappresenta la prima parte di un processo per fasi che ha lo scopo di sostituire 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. Un'attività finanziaria è valutata al costo ammortizzato se entrambi i seguenti requisiti sono rispettati: il modello di *business* dell'entità prevede che l'attività finanziaria sia detenuta per incassare i relativi *cash flow* (quindi, in sostanza, non per realizzare profitti di *trading*) e le caratteristiche dei flussi di cassa dell'attività corrispondono

unicamente al pagamento di capitale e interessi. In caso contrario l'attività finanziaria deve essere misurata al *fair value*. Le regole per la contabilizzazione dei derivati incorporati sono state semplificate: non è più richiesta la contabilizzazione separata del derivato incorporato e dell'attività finanziaria che lo "ospita".

Tutti gli strumenti rappresentativi di capitale - sia quotati che non quotati - devono essere valutati al *fair value* (lo IAS 39 stabiliva invece che, qualora il *fair value* non fosse determinabile in modo attendibile, gli strumenti rappresentativi di capitale non quotati venissero valutati al costo).

L'entità ha l'opzione di presentare nel Patrimonio netto le variazioni di *fair value* degli strumenti rappresentativi di capitale che non sono detenuti per la negoziazione, per i quali invece tale opzione è vietata. Tale designazione è ammessa al momento della rilevazione iniziale, può essere adottata per singolo titolo ed è irrevocabile. Qualora ci si avvallesse di tale opzione, le variazioni di *fair value* di tali strumenti mai possono essere riclassificate dal Patrimonio netto al Conto economico. I dividendi invece continuano ad essere rilevati in Conto economico.

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.

Infine l'informativa richiesta nelle note è stata adeguata alla classificazione ed alle regole di valutazione introdotte dall'IFRS 9. In data 19 novembre 2013 lo IASB ha emesso un emendamento al principio in esame, che riguarda principalmente i seguenti aspetti:

- (i) la sostanziale revisione del cd. "*Hedge accounting*", che consentirà alle società di riflettere meglio le loro attività di gestione dei rischi nell'ambito del bilancio;
- (ii) è consentita la modifica di trattamento contabile delle passività valutate al *fair value*: in particolare gli effetti di un peggioramento del rischio di credito della società non verranno più iscritti a Conto economico;
- (iii) viene prorogata la data di entrata in vigore del principio in oggetto, fissata inizialmente con decorrenza dal 1° gennaio 2015.

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. L'emendamento in esame è applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2018;

- IFRS 14 "Poste di bilancio differite di attività regolamentate": il nuovo principio transitorio, emesso dallo IASB il 30 gennaio 2014, consente all'entità che adotta per la prima volta i principi contabili internazionali IAS/IFRS, di continuare ad applicare le precedenti *GAAP accounting policies* in merito alla valutazione (incluso *impairment*) e l'eliminazione dei *regulatory deferral accounts*. Il presente principio sarà applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016;

- IFRS 15 “Ricavi da contratti con i clienti”: il principio, emesso dallo IASB in data 28 maggio 2014, è il risultato di uno sforzo di convergenza tra lo IASB e il FASB (“*Financial Accounting Standard Board*”, l’organo deputato all’emissione di nuovi principi contabili negli Stati Uniti) al fine di raggiungere un unico modello di riconoscimento dei ricavi applicabile sia in ambito IFRS che US GAAP. Il nuovo principio sarà applicabile a tutti i contratti con la clientela, includendo i lavori in corso su commessa, e dunque sostituirà gli attuali IAS 18 – Ricavi e IAS 11 – Commesse a lungo termine e tutte le relative interpretazioni. Il principio in oggetto trova applicazione qualora ricorrano contemporaneamente i seguenti criteri:
 - (i) le parti hanno approvato il contratto e si sono impegnate ad eseguire le rispettive obbligazioni;
 - (ii) i diritti di ciascuna delle parti riguardanti i beni e i servizi da trasferire nonché i termini di pagamento sono stati identificati;
 - (iii) il contratto stipulato ha sostanza commerciale (i rischi, la tempistica o l’ammontare dei flussi di cassa futuri dell’entità possono modificarsi quale risultato del contratto);
 - (iv) sussiste la probabilità di incassare e pagare gli importi legati alla esecuzione del contratto.

L’IFRS 15 include anche obblighi di informativa significativamente più estesi rispetto al principio esistente, in merito alla natura, agli ammontari, alle tempistiche e all’incertezza dei ricavi e dei flussi di cassa derivanti dai contratti con la clientela.

In data 11 settembre 2015 lo IASB ha emesso una modifica al principio in oggetto, posticipandone la data di applicazione a decorrere dal 1° gennaio 2018.

Il principio in oggetto è stato oggetto di successiva modifica in data 12 aprile 2016; la modifica, applicabile sempre a decorrere dal 1° gennaio 2018, ha la finalità di chiarire le linee guida per l’identificazione di una obbligazione a vendere un bene o a prestare uno o più servizi, e intende inoltre fornire chiarimenti in merito alla contabilizzazione di licenze riferite a proprietà intellettuali;

- IFRS 10 “Bilancio consolidato”: la modifica al presente principio, emessa in data 18 dicembre 2014 riguarda l’esenzione dalla presentazione del bilancio consolidato qualora la controllante abbia partecipazioni in “*investment entities*” che valutano le proprie controllate al *fair value*. L’emendamento al principio è applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016;
- IAS 7 “Informazioni integrative in bilancio sugli strumenti finanziari”: la modifica al principio, applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2017, 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 che scaturiscano da attività finanziarie;
- IAS 28 “Partecipazioni in imprese collegate e *joint ventures*”: in data 18 dicembre 2014 il presente principio è stato modificato in merito a partecipazioni detenute in società collegate o *joint ventures* che siano “*investment entities*”: tali partecipazioni possono essere

valutate al *fair value* o con il metodo del Patrimonio netto. Tale modifica è applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016;

- IFRS 16 “*Leasing*”. Il presente principio sostituisce lo IAS 17 e stabilisce i criteri per la rilevazione, valutazione e presentazione dei contratti di *leasing*. L’IFRS 16 è applicabile a partire dal 1° gennaio 2019, ma è consentita adozione anticipata per le entità che applicano anche l’IFRS 15;
- IAS 12 “Imposte sul reddito”. In data 19 gennaio 2016 lo IASB ha pubblicato alcune modifiche che mirano a chiarire come contabilizzare le attività fiscali differite relative a strumenti di debito misurati al *fair value*. Le modifiche sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2017.

Area di consolidamento

Il Resoconto del Gruppo A2A al 31 marzo 2016 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.

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 nuovo 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 nuovo principio non ha avuto effetti sul Resoconto al 31 marzo 2016.

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

Il Gruppo aveva concesso delle opzioni *put* a soci di minoranza che davano il diritto a questi ultimi di richiedere al Gruppo A2A di acquistare le azioni da loro possedute a una data futura. Tali opzioni sono decadute prima del 31 dicembre 2015.

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.

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 Relazione annuale 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).

Partecipazione detenuta in EPCG (IFRS 10)

Il Gruppo A2A ha definito l'esistenza dei requisiti dell'IFRS 10 per quanto attiene il consolidamento della partecipazione detenuta in EPCG, società montenegrina attiva nel mercato della produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica.

In particolare il Gruppo consolida integralmente la società EPCG di cui detiene il 41,75% del Capitale sociale.

Pur non detenendo la maggioranza dei voti esercitabili in assemblea, la società è considerata controllata, poiché la capogruppo A2A S.p.A. con la nomina di *CEO* e *CFO* ha di fatto ottenuto il controllo, applicando effettivamente quanto previsto nell'accordo d'acquisto, ossia avendo la possibilità di gestire la società in modo sostanziale.

L'adozione dell'IFRS 10 (e il superamento dello IAS 27 in materia di bilancio consolidato) non ha avuto effetti sul metodo di consolidamento della partecipazione in EPCG, poiché A2A S.p.A. ne detiene il controllo in quanto “è esposta, ovvero ha diritto, a risultati variabili derivanti dal proprio coinvolgimento nell'entità ed è in grado di influenzare tali risultati attraverso il proprio potere sull'entità stessa”.

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.

Opzioni con terzi

a) EPCG - Opzioni Governo Montenegro

Gli accordi sottoscritti nel 2009 in sede di acquisizione della partecipazione in EPCG da parte di A2A (attualmente pari al 41,75%), e successivamente prorogati sino al 15 dicembre 2015, hanno attribuito al Governo del Montenegro un diritto di opzione (*call*) per l'acquisto di tale partecipazione ad un valore correlato alle *performance* di A2A nella gestione di EPCG, queste ultime misurate sulla base di appositi indicatori contrattuali.

In virtù della cessazione dell'efficacia dei patti parasociali, risulterebbe privo di fondamento un ricorso a tale *call option*, la quale peraltro sarebbe esercitabile ad un prezzo superiore al valore di carico della partecipazione come risultante al 31 marzo 2016.

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

Dati di sintesi al 31 marzo 2016 <i>Milioni di euro</i>	Bergamo Pulita 50%	PremiumGas 50%	Metamer 50%
CONTO ECONOMICO			
Ricavi	0,1	6,0	3,7
Margine operativo lordo	(0,03)	0,1	0,5
% sui ricavi netti	(23,1%)	0,8%	13,5%
Ammortamenti e svalutazioni	-	-	(0,1)
Risultato operativo netto	(0,0)	0,1	0,4
Risultato del periodo	0,3	0,1	0,3
SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA			
Totale attività	6,2	5,3	7,0
Patrimonio netto	(1,7)	3,0	1,8
(Indebitamento) finanziario netto	(0,2)	0,6	2,2

Dati di sintesi al 31 marzo 2015 <i>Milioni di euro</i>	Società partecipate da AzA Ambiente 50% (*)	PremiumGas 50%	Metamer 50%
CONTO ECONOMICO			
Ricavi	1,8	-	4,1
Margine operativo lordo	(0,0)	(0,2)	0,5
% sui ricavi netti	(1,7%)	n.s.	11,0%
Ammortamenti e svalutazioni	0,3	-	0,1
Risultato operativo netto	0,3	(0,2)	0,4
Risultato del periodo	0,2	(0,2)	0,2
SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA			
Totale attività	11,9	4,8	7,1
Patrimonio netto	0,4	3,2	1,7
(Indebitamento) finanziario netto	(0,3)	(0,3)	(1,4)

(*) Bellisolina S.r.l., Bergamo Pulita S.r.l. e SED S.r.l..

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 16 31 03 16	01 01 15 31 03 15	01 01 16 31 03 16	01 01 15 31 03 15	01 01 16 31 03 16	01 01 15 31 03 15	
Ricavi	723	799	401	435	200	202	
- di cui intersettoriali	228	264	13	16	25	27	
Margine Operativo Lordo	95	113	33	28	59	61	
% sui Ricavi	13,1%	14,1%	8,2%	6,4%	29,5%	30,2%	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(55)	(44)	(4)	(4)	(15)	(17)	
Risultato operativo netto	40	69	29	24	44	44	
% sui Ricavi	5,5%	8,6%	7,2%	5,5%	22,0%	21,8%	
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⁾	3	10	-	-	14(a)	7	

(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.

(a) Comprendono per 3 milioni di euro capitalizzazione di costi per il bioreattore di Giussago.

Si segnala che i dati economici dal 1° gennaio al 31 marzo 2015 e i dati patrimoniali al 31 dicembre 2015 della *Business Unit* Reti e della *Business Unit* Calore e Servizi sono stati aggregati nella nuova *Business Unit* Reti e Calore.

Milioni di euro	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente		
	31 03 16	31 12 15	31 03 16	31 12 15	31 03 16	31 12 15	
Immobilizzazioni materiali	2.341	2.381	2	2	445	437	
Immobilizzazioni immateriali	78	75	62	63	12	12	
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	582	735	590	547	297	284	
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	522	782	357	360	224	233	

	Reti e Calore		EPCG		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	01 01 16 31 03 16	01 01 15 31 03 15	01 01 16 31 03 16	01 01 15 31 03 15	01 01 16 31 03 16	01 01 15 31 03 15	01 01 16 31 03 16	01 01 15 31 03 15	01 01 16 31 03 16	01 01 15 31 03 15
	241	266	60	66	43	44	(381)	(433)	1.287	1.379
	76	85	-	-	39	41	(381)	(433)		
	112	115	20	25	(5)	(5)			314	337
	46,5%	43,2%	33,3%	37,9%	(11,6%)	(11,4%)			24,4%	24,4%
	(33)	(29)	(8)	(10)	(3)	(5)			(118)	(109)
	79	86	12	15	(8)	(10)			196	228
	32,8%	32,3%	20,0%	22,7%	(18,6%)	(22,7%)			15,2%	16,5%
									52	-
									(30)	(41)
									218	187
									(52)	(60)
									166	127
									-	-
									(8)	(10)
									158	117
	33	30	2	1	2	1	-	-	54	49

	Reti e Calore		EPCG		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	31 03 16	31 12 15	31 03 16	31 12 15	31 03 16	31 12 15	31 03 16	31 12 15	31 03 16	31 12 15
	1.581	1.590	564	568	183	184	(94)	(95)	5.022	5.067
	1.365	1.357	2	3	51	52	(210)	(214)	1.360	1.348
	329	347	243	237	123	72	(384)	(566)	1.780	1.656
	232	287	28	37	668	733	(389)	(570)	1.642	1.862

Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 31 marzo 2016 è variato rispetto al 31 dicembre 2015 per le seguenti operazioni:

- al 1° gennaio 2016 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. relativa al cosiddetto “Ramo Cellina” a favore di Cellina Energy (società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A.) in applicazione dell’accordo sottoscritto tra le parti in data 28 dicembre 2015. Al 31 dicembre 2015 le attività e le passività di Edipower S.p.A. relative a tale operazione erano state riclassificate, trattandosi di un’operazione considerata come *disposal group* ai sensi dell’IFRS 5, alle voci “Attività non correnti destinate alla vendita” e “Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita”;
- la partecipazione in SEASM S.r.l. detenuta al 67% da A2A S.p.A., è stata riclassificata già dal mese di settembre 2015, in quanto trattasi di un’operazione di *discontinued operation* in conformità con quanto previsto dall’IFRS 5, alla voce “Attività non correnti destinate alla vendita” a seguito della decisione del *management* di cedere la partecipazione, come meglio descritto alla nota n. 12 “Attività non correnti destinate alla vendita”.

ATTIVITÀ

Attività non correnti

1) Immobilizzazioni materiali

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo						Valore al 31 03 2016
		Investi- menti/ acquisiz.	Altre variazioni	Dismis- sioni e cessioni	Svaluta- zioni	Ammorta- menti	Totale variazioni	
Terreni	266							266
Fabbricati	913	1	1			(10)	(8)	905
Impianti e macchinari	3.608	13	3	(1)		(66)	(51)	3.557
Attrezzature industriali e commerciali	24	1				(1)		24
Altri beni	56	4	3			(4)	3	59
Discariche	23	4	14			(1)	17	40
Immobilizzazioni in corso e acconti	103	10	(17)				(7)	96
Migliorie su beni di terzi	72	3				(2)	1	73
Beni in /leasing	2							2
Totale	5.067	36	4	(1)	-	(84)	(45)	5.022
di cui:								
Costo storico	9.838	36	4	(64)			(24)	9.814
Fondo ammortamento	(4.253)			63		(84)	(21)	(4.274)
Svalutazioni	(518)							(518)

Le “Immobilizzazioni materiali” al 31 marzo 2016 sono pari a 5.022 milioni di euro (5.067 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e presentano un decremento, pari a 45 milioni di euro.

Le variazioni del periodo sono le seguenti:

- incremento di 36 milioni di euro dovuto agli investimenti effettuati, così come meglio descritto di seguito;
- incremento netto di 4 milioni di euro per altre variazioni a seguito di riclassificazioni da beni materiali ad altre poste di bilancio; tali variazioni comprendono, per 14 milioni di euro, l’incremento avente come contropartita il fondo spese chiusura e post-chiusura discariche derivante dalla perizia sulla valutazione dei costi da prevedersi per le attività successive alla gestione operativa della discarica sita nel Comune di Giussago ed effettuate da un perito esterno al Gruppo;
- decremento di 1 milione di euro per smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
- riduzione di 84 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 16 milioni di euro ed hanno principalmente riguardato: per 10 milioni di euro interventi di sviluppo e manteni-

mento 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, per 1 milione di euro il piano di efficientamento per l'illuminazione pubblica di Milano e Bergamo, per 3 milioni di euro lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento nelle aree di Milano, Brescia, Bergamo e per 2 milioni di euro gli interventi di manutenzione straordinaria e sviluppo sugli impianti delle aree di Milano, Brescia, Bergamo e Varese;

- per la *Business Unit* Ambiente gli investimenti di 14 milioni di euro si riferiscono: per 3 milioni di euro ad interventi sugli impianti di Silla 2, Brescia, Lacchiarella, Robassomero, Acerra, Caivano e Corteolona; per 4 milioni di euro si riferiscono ad interventi sulle discariche di Corteolona e Giussago; per 6 milioni di euro all'acquisizione di mezzi mobili per la raccolta di rifiuti e per 1 milione di euro all'acquisizione di attrezzature per la raccolta;
- per la *Business Unit* Generazione e Trading l'incremento è stato di 3 milioni di euro e ha riguardato per 2 milioni di euro gli investimenti sulle centrali dei nuclei Valtellina, Calabria e Mese e per 1 milione di euro principalmente lavori sulle centrali di Monfalcone e Chivasso;
- per la *Business Unit* EPCG l'incremento è stato di 2 milioni di euro;
- per la *Business Unit* Altri Servizi e *Corporate* gli investimenti sono pari a 1 milione di euro.

Tra le immobilizzazioni materiali sono compresi "Beni acquistati in *leasing*" per complessivi 2 milioni di euro, iscritti con la metodologia prevista dallo IAS 17 e per i quali il debito residuo verso le società locatrici, al 31 marzo 2016, risulta pari a 2 milioni di euro.

2) Immobilizzazioni immateriali

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo					Valore al 31 03 2016
		Investi- menti/ acquisiz.	Ricl./Altre variazioni	Smobilizzi/ cessioni	Ammorta- menti	Totale variazioni	
Diritti di brevetto industriale e utilizzazione opere dell'ingegno	26	1			(4)	(3)	23
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	799	13	6	(1)	(8)	10	809
Immobilizzazioni in corso	20	4	(6)			(2)	18
Altre immobilizzazioni immateriali	21		7			7	28
Avviamento	482						482
Totale	1.348	18	7	(1)	(12)	12	1.360

Le “Immobilizzazioni immateriali” al 31 marzo 2016 sono pari a 1.360 milioni di euro (1.348 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e presentano un incremento netto di 12 milioni di euro.

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.

Le variazioni del periodo in esame risultano essere le seguenti:

- incremento di 18 milioni di euro dovuto agli investimenti effettuati nel periodo;
- incremento di 7 milioni di euro per altre variazioni dovute principalmente alla riclassificazione delle certificazioni ambientali;
- decremento di 1 milione di euro per smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
- riduzione di 12 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 17 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 10 milioni di euro, a lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell’acqua, sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione per 6 milioni di euro, e implementazione di sistemi informativi per 1 milione di euro;
- per la *Business Unit* Altri Servizi e Corporate gli investimenti sono pari a 1 milione di euro e riguardano principalmente l’implementazione di sistemi informativi.

La voce “Altre immobilizzazioni immateriali” accoglie anche il valore delle *Customer lists* 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 2 milioni di euro, è riconducibile 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 31 marzo 2016 ammonta a 482 milioni di euro e non presenta variazioni rispetto all'esercizio precedente:

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo				Valore al 31 03 2016
		Investi- menti	Altre variazioni	Svaluta- zioni	Totale variazioni	
Avviamento	482	-	-	-	-	482
Totale	482	-	-	-	-	482

L' "Avviamento" al 31 marzo 2016 è riconducibile alle seguenti CGU:

CGU - Milioni di euro	
Reti elettriche	184
Ambiente	232
Reti gas	38
Gas	7
Calore	21
Totale avviamento al 31 marzo 2016	482

Nel periodo in esame non si sono evidenziati *impairment indicators* che hanno portato a svalutazioni. L'avviamento è comunque soggetto ad *impairment test* almeno annualmente.

3) Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2015	31 03 2016
Partecipazioni in imprese valutate con il metodo del Patrimonio netto	68	2	70	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	69	7	76	57	68
Totale partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	137	9	146	57	68

La tabella seguente evidenzia il dettaglio delle variazioni:

Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto - Milioni di euro	Totale
Valore al 31 dicembre 2015	68
Variazioni del periodo:	
- acquisizioni ed aumenti di capitale	
- valutazioni a Patrimonio netto	2
- svalutazioni	
- incassi dividendi di partecipazioni valutate ad equity	
- cessioni	
- altre variazioni	
- riclassificazioni	
Totale variazioni del periodo	2
Valore al 31 marzo 2016	70

La variazione intervenuta nelle “Partecipazioni in imprese valutate col metodo del Patrimonio netto”, positiva per 2 milioni di euro, è riconducibile alla valutazione a Patrimonio netto principalmente della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A..

Il dettaglio delle partecipazioni è riportato nell'allegato n. 2 “Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto”.

Le “Altre attività finanziarie non correnti” presentano al 31 marzo 2016 un saldo di 76 milioni di euro, con un incremento pari a 7 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015, e si riferiscono per 68 milioni di euro a crediti finanziari per depositi a medio/lungo termine principalmente della controllata EPCG, per 8 milioni di euro a partecipazioni in altre imprese, per il cui dettaglio si rimanda all'allegato n. 3 “Elenco delle attività finanziarie disponibili per la vendita”.

4) Attività per imposte anticipate

<i>Millioni di euro</i>	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016
Attività per imposte anticipate	308	(3)	305

Le “Attività per imposte anticipate” ammontano a 305 milioni di euro (308 milioni di euro al 31 dicembre 2015). 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 31 marzo 2016 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 2015	Acc.ti (A)	Utilizzi (B)	Adegua- Aliquote (C)	Totale (A+B+C)	IAS 39 a Patrim. netto	IAS 19 Revised a Patrim. netto	Adegua- Aliquote a Patrimonio Netto	Altri mov. /Riclass./ Fusioni	Imposte Differite/ Anticipate in Attività destinate alla vendita	Bilancio consolidato 31 03 2016
Dettaglio imposte anticipate/differite (attive/passive)											
Passività per imposte differite											
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	701		(16)		(16)						685
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	(4)				-	-					(4)
Plusvalenze rateizzate	-				-	-					
Trattamento di fine rapporto	4				-						4
Avviamento	94				-	-					94
Altre imposte differite	(15)				-	-					(15)
Totale passività per imposte differite (A)	786	-	(16)	-	(16)	-	-	-	-	-	770
Attività per imposte anticipate											
Fondi rischi tassati	113	3			3						116
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	618	1	(20)		(19)						599
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IAS 39)	32				-	6					38
Fondi rischi su crediti	7	1			1						8
Contributi	12				-						12
Avviamento	308		(9)		(9)						299
Altre imposte anticipate	4	1	(2)		(1)						3
Totale attività per imposte anticipate (B)	1.094	6	(31)	-	(25)	6	-	-	-	-	1.075
EFFETTO NETTO IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE/PASSIVE (B-A)	308	6	(15)	-	(9)	6	-	-	-	-	305

5) Altre attività non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2015	31 03 2016
Strumenti derivati non correnti	-	-	-	-	-
Altre attività non correnti	6	-	6	-	-
Totale altre attività non correnti	6	-	6	-	-

Le “Altre attività non correnti” ammontano a 6 milioni di euro, invariate rispetto al 31 dicembre 2015 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 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016
Rimanenze	184	(86)	98

Le “Rimanenze” sono pari a 98 milioni di euro (184 milioni di euro al 31 dicembre 2015), al netto del relativo fondo obsolescenza per 27 milioni di euro (26 milioni di euro al 31 dicembre 2015). L’incremento del fondo obsolescenza si riferisce principalmente alla svalutazione delle scorte di materiali del magazzino della centrale di San Filippo del Mela.

Le rimanenze presentano le seguenti variazioni:

- 72 milioni di euro correlati alla diminuzione delle giacenze di combustibili, che al 31 marzo 2016 ammontano complessivamente a 27 milioni di euro contro 99 milioni di euro al 31 dicembre 2015;
- 20 milioni di euro per il decremento delle altre rimanenze, che al 31 marzo 2016 ammontano complessivamente a 2 milioni di euro contro 22 milioni di euro al 31 dicembre 2015; si riferiscono alle rimanenze di certificati ambientali del portafoglio di *trading*;
- 4 milioni di euro relativi all’aumento delle rimanenze di materiali, che risultano complessivamente pari a 64 milioni di euro contro 60 milioni di euro al 31 dicembre 2015;
- 2 milioni di euro relativi all’incremento dei combustibili presso terzi, che al 31 marzo 2016 sono pari a 5 milioni di euro, mentre al termine del precedente esercizio risultavano pari a 3 milioni di euro.

7) Crediti commerciali

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016
Crediti commerciali	1.800	67	1.867
(Fondo rischi su crediti)	(315)	(5)	(320)
Totale crediti commerciali	1.485	62	1.547

Al 31 marzo 2016 i “Crediti commerciali” risultano pari a 1.547 milioni di euro (1.485 milioni di euro al 31 dicembre 2015), con un incremento netto di 62 milioni di euro. Nel dettaglio le variazioni hanno riguardato:

- per 43 milioni di euro, l’aumento dei crediti commerciali verso clienti: tale posta presenta un saldo di 1.441 milioni di euro alla data di riferimento rispetto a 1.398 milioni di euro esposti nel bilancio al 31 dicembre 2015;
- per 19 milioni di euro, l’incremento dei crediti verso i comuni di Milano e di Brescia, che evidenziano un saldo complessivo di 98 milioni di euro (79 milioni di euro nel precedente esercizio);
- i crediti verso collegate presentano un saldo di 5 milioni di euro alla data di riferimento (invariato rispetto al 31 dicembre 2015);
- le commesse in corso di svolgimento, che risultano pari a 3 milioni di euro, non presentano alcuna variazione rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente.

Si segnala che il Gruppo effettua su base occasionale cessioni di crediti pro-soluto. Al 31 marzo 2016 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 99 milioni di euro (101 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Alla data di pubblicazione del presente Resoconto intermedio di gestione, tali crediti ammontano a 19 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2015). 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 320 milioni di euro e presenta un incremento netto di 5 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. 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 2015	Accantona- menti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31 03 2016
Fondo rischi su crediti	315	6	(1)	-	320

Si riporta di seguito l’aging dei crediti commerciali:

Milioni di euro	31 03 2016	31 12 2015
Crediti commerciali di cui:	1.547	1.485
Correnti	621	556
Scaduti di cui:	530	510
- Scaduti fino a 30 gg	65	56
- Scaduti da 31 a 180 gg	68	59
- Scaduti da 181 a 365 gg	44	45
- Scaduti oltre 365 gg	353	350
Fatture da emettere	716	734
Fondo rischi su crediti	(320)	(315)

8) Altre attività correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2015	31 03 2016
Strumenti derivati correnti	55	125	180	16	16
Altre attività correnti di cui:	128	27	155	-	-
- crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	52	(4)	48	-	-
- anticipi a fornitori	7	(4)	3	-	-
- crediti verso il personale	1	-	1	-	-
- crediti tributari	4	1	5	-	-
- crediti di competenza di esercizi/periodi futuri	12	29	41	-	-
- crediti verso Ergosud	19	-	19	-	-
- crediti verso enti previdenziali	3	-	3	-	-
- Ufficio del bollo	1	-	1	-	-
- crediti per risarcimenti danni	1	4	5	-	-
- crediti per canoni derivazione acqua	1	(1)	-	-	-
- crediti per anticipi COSAP	5	-	5	-	-
- crediti diversi EPCG	12	1	13	-	-
- crediti per depositi cauzionali	1	3	4	-	-
- altri crediti diversi	9	(2)	7	-	-
Totale altre attività correnti	183	152	335	16	16

Le “Altre attività correnti”, presentano un saldo pari a 335 milioni di euro rispetto ai 183 milioni di euro al 31 dicembre 2015 ed evidenziano un incremento complessivo di 152 milioni di euro.

Gli “Strumenti derivati correnti” presentano un incremento di 125 milioni di euro, correlato all’aumento dei derivati su *commodity* dovuto alla valutazione a *fair value* al termine del pe-

riodo in esame; risultano invariati i derivati di copertura finanziaria, riferibili principalmente a contratti di *Interest Rate Swap* (IRS) a copertura del rischio di variazione sfavorevole dei tassi di interesse sui prestiti obbligazionari in scadenza nell’esercizio in esame.

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, pari a 48 milioni di euro (52 milioni di euro al 31 dicembre 2015), si riferiscono ai crediti per perequazioni pertinenti sia il primo trimestre 2016 che l’esercizio 2015, nonché a residui crediti per perequazioni inerenti precedenti esercizi, al netto degli incassi effettuati nel corso del periodo in esame.

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

I crediti verso Ergosud, pari a 19 milioni di euro invariati rispetto all’esercizio precedente, 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 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2015	31 03 2016
Altre attività finanziarie	165	61	226	165	226
Attività finanziarie vs parti correlate	6	1	7	6	7
Totale attività finanziarie correnti	171	62	233	171	233

La voce presenta un saldo di 233 milioni di euro (171 milioni di euro al 31 dicembre 2015) principalmente relativi a depositi bancari fruttiferi.

10) Attività per imposte correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016
Attività per imposte correnti	71	(2)	69

Le “Attività per imposte correnti” risultano pari a 69 milioni di euro (71 milioni di euro al 31 dicembre 2015) con un decremento di 2 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. Tale voce è composta da crediti verso l’Erario per IRES (27 milioni di euro) relativi principalmente alle richieste a rimborso in conseguenza della deducibilità IRAP ai fini IRES, per IRAP (21 milioni

di euro) principalmente relativi alle istanze di rimborso conseguenti al riconoscimento dello status di *holding* industriale per A2A S.p.A. avvenuto nell’esercizio e per *Robin Tax* (21 milioni di euro) relativi ai crediti richiesti a rimborso/compensazione.

11) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2015	31 03 2016
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	636	(77)	559	636	559

Le “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” al 31 marzo 2016 rappresentano la somma dei saldi bancari e postali attivi del Gruppo.

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 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2015	31 03 2016
Attività non correnti destinate alla vendita	205	(203)	2	38	-

Al 31 marzo 2016 le “Attività non correnti destinate alla vendita” presentano un saldo pari a 2 milioni di euro e si riferiscono alla riclassificazione delle attività di proprietà della società SEASM S.r.l., costituite da una sottostazione elettrica da 380 kV denominata “Voghera” e destinata a connettere alla rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN) la centrale termoelettrica di Voghera Energia.

Al 31 dicembre 2015 tale posta comprendeva 203 milioni di euro che si riferivano ad alcuni assets e poste dell’attivo di Edipower S.p.A. riclassificate a seguito della sottoscrizione di un accordo tra A2A S.p.A. e Cellina Energy, società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A. (SEL), che aveva approvato il progetto di scissione non proporzionale di Edipower S.p.A. avente come obiettivo la riorganizzazione complessiva degli assetti proprietari della società; tale operazione di scissione parziale non proporzionale si è perfezionata nel mese di gennaio 2016 come meglio descritto al paragrafo “Eventi di rilievo del periodo”.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ

Patrimonio netto

La composizione del Patrimonio netto, il cui valore al 31 marzo 2016 risulta pari a 3.132 milioni di euro (3.259 milioni di euro al 31 dicembre 2015), è dettagliata nella seguente tabella:

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016
Patrimonio netto di spettanza del Gruppo:			
Capitale sociale	1.629	-	1.629
(Azioni proprie)	(61)	(37)	(98)
Riserve	1.005	13	1.018
Risultato del periodo/esercizio di Gruppo	73	85	158
Totale Patrimonio del Gruppo	2.646	61	2.707
Interessi di minoranze	613	(188)	425
Totale Patrimonio netto	3.259	(127)	3.132

La movimentazione complessiva del Patrimonio netto è negativa per complessivi 127 milioni di euro. Il risultato del periodo ha prodotto un effetto positivo per 158 milioni di euro compensato dalla diminuzione dovuta all’acquisto di azioni proprie per 37 milioni di euro, alla variazione negativa degli interessi delle minoranze per 188 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 98 milioni di euro (61 milioni di euro al 31 dicembre 2015), e si riferiscono a n. 61.917.609 azioni proprie detenute dalla capogruppo A2A S.p.A. (26.917.609 azioni proprie al 31 dicembre 2015). L’incremento pari a 37 milioni di euro si riferisce all’acquisto effettuato nei mesi di febbraio e marzo 2016 di n. 35.000.000 azioni proprie nell’ambito del programma di *buy back* deliberato dall’Assemblea degli Azionisti lo scorso 11 giugno 2015.

15) Riserve

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016
Riserve	1.005	13	1.018
di cui:			
Variazione <i>fair value</i> derivati <i>Cash flow hedge</i>	(33)	(22)	(55)
Effetto fiscale	8	6	14
Riserve di <i>Cash flow hedge</i>	(25)	(16)	(41)
Variazione riserve IAS 19 <i>Revised</i> -Benefici a dipendenti	(64)	-	(64)
Effetto fiscale	16	-	16
Riserve IAS 19 <i>Revised</i>-Benefici a dipendenti	(48)	-	(48)

Le “Riserve”, che ammontano a 1.018 milioni di euro (1.005 milioni di euro al 31 dicembre 2015), 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 41 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 48 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.

Gli effetti, al 1° gennaio 2016, della scissione non proporzionale di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l. hanno determinato un decremento del Patrimonio del Gruppo pari a 39 milioni di euro.

16) Risultato del periodo

Risulta positivo per 158 milioni di euro ed accoglie il risultato del periodo in esame.

17) Interessi di minoranze

<i>Milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016
Interessi di minoranze	613	(188)	425

Gli “Interessi di minoranze” ammontano a 425 milioni di euro (613 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e rappresentano la quota di capitale, di riserve e di risultato di spettanza degli azionisti di minoranza principalmente relativi ai soci terzi di EPCG.

Il decremento del periodo pari a 188 milioni di euro è riferito principalmente agli effetti della scissione non proporzionale di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l. che ha portato al pieno possesso della partecipazione in Edipower S.p.A. detenuta dalla capogruppo A2A S.p.A. con la conseguente riduzione degli interessi dei soci terzi, in parte rettificata dalla quota del risultato del periodo spettante ai soci terzi di EPCG, positiva per 8 milioni di euro.

PASSIVITÀ

Passività non correnti

18) Passività finanziarie non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2015	31 03 2016
Obbligazioni non convertibili	2.431	1	2.432	2.431	2.432
Debiti verso banche	657	-	657	657	657
Debiti per <i>leasing</i> finanziario	1	-	1	1	1
Totale passività finanziarie non correnti	3.089	1	3.090	3.089	3.090

Le “Passività finanziarie non correnti”, pari a 3.090 milioni di euro (3.089 milioni di euro al 31 dicembre 2015), evidenziano un incremento di 1 milione di euro.

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

- 746 milioni di euro, con scadenza novembre 2019 e cedola del 4,50%, il cui valore nominale è pari a 750 milioni di euro;
- 496 milioni di euro, con scadenza gennaio 2021 e cedola del 4,375%, il cui valore nominale è pari a 500 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;
- 296 milioni di euro, con scadenza febbraio 2025 e cedola del 1,750%, 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%.

I “Debiti verso banche” non correnti ammontano a 657 milioni di euro e risultano invariati rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente, in quanto la riclassificazione delle quote capitale alla voce “Passività finanziarie correnti” è stata compensata dall’utilizzo da parte di EPCG di una tranche del finanziamento EBRD del valore nominale di 30 milioni di euro utilizzato per 20 milioni di euro al 31 marzo 2016.

Infine, i “Debiti per *leasing* finanziario” ammontano a 1 milione di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2015).

19) Benefici a dipendenti

Alla data di riferimento tale posta risulta pari a 327 milioni di euro (332 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e presenta le seguenti variazioni:

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Accantona- menti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31 03 2016
Trattamento di fine rapporto	164	6	(4)	(5)	161
Benefici a dipendenti	168	-	(2)	-	166
Totale benefici a dipendenti	332	6	(6)	(5)	327

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 0,3 milioni di euro e l’incremento derivante dall’*interest cost* per 0,6 milioni di euro.

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

	2016	2015
Tasso di attualizzazione	da 0,24% a 2,03%	da 0,24% a 2,03%
Tasso di inflazione annuo	da 1,5% a 2,0%	da 1,5% a 2,0%
Tasso annuo incremento salariale	1,0%	1,0%
Tasso annuo incremento TFR	da 2,6% a 3,0%	da 2,6% a 3,0%
Tasso annuo medio di incremento delle pensioni integrative	1,5%	1,5%
Frequenze annue di turnover	da 2,0% 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 stato modificato 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” è stata utilizzata la tabella di mortalità RG48 pubblicata dalla Ragioneria Generale dello Stato;
 - 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).

20) Fondi rischi, oneri e passività per discariche

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Accantona- mento al netto dei rilasci	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31 03 2016
Fondi <i>decommissioning</i>	170	-	-	-	170
Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche	145	-	(2)	14	157
Fondi fiscali	59	1	(1)	-	59
Fondi cause legali e contenziosi del personale	131	3	-	-	134
Altri fondi rischi	71	12	(1)	2	84
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	576	16	(4)	16	604

I “Fondi *decommissioning*”, che risultano pari a 170 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. Il periodo in esame non evidenzia significative variazioni del fondo.

I “Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche”, che risultano pari a 157 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 utilizzi per 2 milioni di euro, che rappresentano gli esborsi effettivi del periodo, e le altre variazioni, positive per 14 milioni di euro, riferite principalmente alla costituzione del fondo spese chiusura e post-chiusura per l’avvio dell’attività del bioreattore di Gussago. La stima dei costi da sostenere per la chiusura e la gestione post-chiusura delle discariche è stata sottoposta alla verifica di congruità da parte di società specializzate che hanno rilasciato certificazione di correttezza degli importi previsti dalla società.

I “Fondi fiscali”, che risultano pari a 59 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 netti del periodo, per 1 milione di euro, hanno riguardato in particolare il contenzioso ICI/IMU con gli enti territoriali. Gli utilizzi, per 1 milione di euro, si riferiscono agli esborsi del periodo derivanti principalmente dalla sottoscrizione di transazioni con gli enti territoriali, relativamente a contenziosi pendenti o pre-contenziosi.

I “Fondi cause legali e contenziosi del personale” risultano pari a 134 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente a cause in essere con Istituti Previdenziali, per 32 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 99 milioni di euro, e con dipendenti, per 3 milioni di euro, a copertura delle passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso. Gli accantonamenti del periodo risultano pari a 3 milioni di euro e si riferiscono principalmente a cause con terzi.

Gli “Altri fondi”, che risultano pari a 84 milioni di euro, si riferiscono principalmente ai fondi relativi ai canoni di derivazione d’acqua pubblica per 21 milioni di euro, al fondo mobilità per gli oneri derivanti dal piano di ristrutturazione aziendale, per 8 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 14 milioni di euro, nonché a altri fondi per 25 milioni di euro. Gli accantonamenti netti del periodo sono risultati pari a 12 milioni di euro e hanno riguardato principalmente l’accantonamento effettuato a copertura di oneri contrattuali, per 1 milione di euro l’accantonamento per canoni di derivazione d’acqua pubblica e per 1 milione di euro gli accantonamenti di EPCG. Gli utilizzi sono risultati pari a 1 milione di euro. Le altre variazioni, positive per 2 milioni di euro, hanno riguardato principalmente l’incremento del fondo mobilità.

21) Altre passività non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2015	31 03 2016
Altre passività non correnti	72	(2)	70	-	-
Strumenti derivati non correnti	27	(2)	25	27	25
Totale altre passività non correnti	99	(4)	95	27	25

La voce in esame presenta al 31 marzo 2016 un decremento di 4 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

Gli “Strumenti derivati non correnti” risultano pari a 25 milioni di euro e presentano una variazione negativa pari a 2 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 70 milioni di euro, si riferiscono principalmente a depositi cauzionali da clienti, per 53 milioni di euro, a passività di competenza di esercizi futuri per 12 milioni di euro, a debiti verso fornitori a medio/lungo termine per 3 milioni di euro, nonché ad altre passività non correnti, per 2 milioni di euro.

Passività correnti

22) Debiti commerciali e altre passività correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2015	31 03 2016
Acconti	5	-	5	-	-
Debiti verso fornitori	1.165	(158)	1.007	-	-
Totale debiti commerciali	1.170	(158)	1.012	-	-
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	37	(21)	16	-	-
Strumenti derivati correnti	51	149	200	7	8
Altre passività correnti di cui:	433	58	491	-	-
- Debiti verso il personale	72	19	91	-	-
- Debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	100	3	103	-	-
- Debiti tributari	44	29	73	-	-
- Debiti per trasparenza fiscale	8	-	8	-	-
- Debiti per componenti tariffarie sull'energia	105	(2)	103	-	-
- Debiti verso i soci terzi EPCG	20	-	20	-	-
- Debiti verso i soci terzi Aspem S.p.A.	-	4	4	-	-
- Debiti per ATO	7	-	7	-	-
- Debiti verso clienti per lavori da eseguire	14	-	14	-	-
- Debiti verso clienti per interessi su depositi cauzionali	3	-	3	-	-
- Debiti per passività di competenza di esercizi/periodi successivi	21	3	24	-	-
- Debiti per servizi ausiliari	1	-	1	-	-
- Debiti per incassi da destinare	8	5	13	-	-
- Debiti verso assicurazioni	3	-	3	-	-
- Debiti per risarcimento danni a terzi	2	(2)	-	-	-
- Debiti verso comuni rivieraschi	1	-	1	-	-
- Debiti per compensazioni accise	6	-	6	-	-
- Debiti per compensazioni ambientali	3	(1)	2	-	-
- Altri debiti diversi	15	-	15	-	-
Totale altre passività correnti	521	186	707	7	8
Totale debiti commerciali e altre passività correnti	1.691	28	1.719	7	8

I “Debiti commerciali e altre passività correnti” risultano pari a 1.719 milioni di euro (1.691 milioni di euro al 31 dicembre 2015), con un incremento complessivo di 28 milioni di euro.

I “Debiti commerciali” risultano pari a 1.012 milioni di euro e presentano rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente un decremento pari a 158 milioni di euro.

I “Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale” risultano pari a 16 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e riguardano la posizione debitoria del Gruppo nei confronti di Istituti Previdenziali e Assistenziali, relativi ai contributi sulla mensilità di marzo 2016 non ancora liquidati.

Gli “Strumenti derivati correnti” risultano pari a 200 milioni di euro (51 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e si riferiscono alla valorizzazione a *fair value* sia dei derivati su *commodity* sia dei derivati di copertura finanziaria, riferibili principalmente a contratti di *Interest Rate Swap* (IRS) a copertura del rischio di variazione sfavorevole dei tassi di interesse sui prestiti obbligazionari in scadenza nell'esercizio successivo. L'incremento è dovuto all'aumento dei derivati su *commodity* per la valutazione a *fair value* del periodo.

Le “Altre passività correnti” si riferiscono principalmente a:

- debiti verso il personale per 91 milioni di euro (72 milioni di euro al 31 dicembre 2015), 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 31 marzo 2016;
- debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per 103 milioni di euro al 31 marzo 2016 (100 milioni di euro al 31 dicembre 2015) 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 73 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e si riferiscono ai debiti verso l'Erario per IVA, accise e ritenute;
- debiti per trasparenza fiscale per 8 milioni di euro nei confronti della società collegata Ergosud S.p.A.;
- debiti per componenti tariffarie sull'energia elettrica per 103 milioni di euro al 31 marzo 2016 (105 milioni di euro al 31 dicembre 2015);
- debiti verso soci terzi di EPCG per 20 milioni di euro, riclassificati nell'esercizio precedente dalla voce “Interessi di minoranze”;
- debiti per ATO per 7 milioni di euro, invariati rispetto all'esercizio precedente, relativi al pagamento del canone per le concessioni della gestione del servizio idrico;
- debiti verso clienti per lavori da eseguire per 14 milioni di euro, invariati rispetto all'esercizio 2015. 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 24 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2015) 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 termovalorizzatore di Filago.

23) Passività finanziarie correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2015	31 03 2016
Obbligazioni non convertibili	571	(17)	554	571	554
Debiti verso banche	119	(45)	74	119	74
Debiti per <i>leasing</i> finanziario	1	-	1	1	1
Debiti finanziari verso parti correlate	1	-	1	1	1
Totale passività finanziarie correnti	692	(62)	630	692	630

Le “Passività finanziarie correnti” ammontano a 630 milioni di euro, a fronte di 692 milioni di euro rilevati al 31 dicembre 2015.

Le “Obbligazioni non convertibili” si riferiscono al *bond* con scadenza novembre 2016 e cedola del 4,50% il cui valore nominale risulta attualmente pari a 503 milioni di euro. La contabilizzazione è al *fair value hedge*; il *bond* è quindi valutato al costo ammortizzato, rettificato dalla variazione del *fair value* del rischio coperto che ha portato nel periodo una variazione negativa pari a 1 milione di euro. Al 31 marzo 2016 sui prestiti obbligazionari sono maturate cedole per interessi pari a 35 milioni di euro (53 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

I “Debiti verso banche” correnti ammontano a 74 milioni di euro e presentano un decremento di 45 milioni di euro, principalmente dovuto al rimborso anticipato volontario di un finanziamento in essere.

24) Debiti per imposte

Milioni di euro	Valore al 31 12 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016
Debiti per imposte	43	42	85

I “Debiti per imposte” risultano pari a 85 milioni di euro (43 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e presentano un incremento di 42 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 2015	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2016	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2015	31 03 2016
Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita	20	(20)	-	-	-

Al 31 marzo 2016 la voce in oggetto non presenta alcun valore, mentre al 31 dicembre 2015 risultava pari a 20 milioni di euro e si riferiva principalmente alla riclassificazione di imposte differite passive di Edipower S.p.A. in relazione alla scissione non proporzionale verso Cellina Energy S.r.l..

Indebitamento finanziario netto

26) Indebitamento finanziario netto (ai sensi della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006)

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

Milioni di euro	Note	31 03 2016	31 12 2015
Obbligazioni-quota non corrente	18	2.432	2.431
Finanziamenti bancari non correnti	18	657	657
Leasing finanziario non corrente	18	1	1
Altre passività non correnti	21	25	27
Totale indebitamento a medio e lungo termine		3.115	3.116
Attività finanziarie non correnti verso parti correlate	3	(5)	(5)
Attività finanziarie non correnti	3	(63)	(52)
Altre attività non correnti	5	-	-
Totale crediti finanziari a medio e lungo termine		(68)	(57)
Totale indebitamento finanziario non corrente netto		3.047	3.059
Obbligazioni-quota corrente	23	554	571
Finanziamenti bancari correnti	23	74	119
Leasing finanziario corrente	23	1	1
Passività finanziarie correnti verso parti correlate	23	1	1
Altre passività correnti	22	8	7
Totale indebitamento a breve termine		638	699
Altre attività finanziarie correnti	9	(226)	(165)
Attività finanziarie correnti verso parti correlate	9	(7)	(6)
Altre attività correnti	8	(16)	(16)
Totale crediti finanziari a breve termine		(249)	(187)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	(559)	(636)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inclusi tra le attività destinate alla vendita		-	(38)
Totale indebitamento finanziario corrente netto		(170)	(162)
Indebitamento finanziario netto		2.877	2.897

Note illustrative alle voci di Conto economico

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 31 marzo 2016 è variato rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio per le seguenti operazioni:

- al 1° gennaio 2016 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. relativa al cosiddetto “Ramo Cellina” a favore di Cellina Energy S.r.l. (società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A.) in applicazione dell’accordo sottoscritto tra le parti in data 28 dicembre 2015;
- i dati al 31 marzo 2016 comprendono i valori riferiti alle società Bellisolina S.r.l., Bergamo Servizi S.r.l. e SED S.r.l. che sono state consolidate integralmente a partire dal secondo trimestre 2015;
- le poste di Conto economico relative a ricavi e costi operativi e alla gestione finanziaria della società SEASM S.r.l. detenuta al 67% da A2A S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, sono state riclassificate, in quanto trattasi di un’operazione di *discontinued operation* in conformità con quanto previsto dall’IFRS 5, alla voce “Risultato netto da attività operative cessate” a seguito della decisione del *management* di cedere la partecipazione. Si precisa che l’impatto a Conto economico di tale riclassificazione risulta non significativo in quanto inferiore al milione di euro.

27) Ricavi

I ricavi del periodo risultano pari a 1.287 milioni di euro (1.379 milioni di euro al 31 marzo 2015) e presentano quindi un decremento di 92 milioni di euro.

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Ricavi - Milioni di euro	31 03 2016	31 03 2015	Variazione
Ricavi di vendita	1.012	1.142	(130)
Ricavi da prestazioni	197	192	5
Ricavi da commesse a lungo termine	3	5	(2)
Totale ricavi di vendita e prestazioni	1.212	1.339	(127)
Altri ricavi operativi	75	40	35
Totale ricavi	1.287	1.379	(92)

I “Ricavi di vendita e prestazioni” ammontano complessivamente a 1.212 milioni di euro (1.339 milioni di euro nel corrispondente periodo del precedente esercizio). Il decremento, pari a 127 milioni di euro, è principalmente riconducibile alla riduzione dei ricavi di vendita di energia elettrica sui mercati all’ingrosso. Sulla flessione dei ricavi di Gruppo ha pesato inoltre, nonostante l’incremento dei volumi venduti, il calo dei prezzi di vendita sia gas che elettricità registrato nel mercato *retail*.

Gli “Altri ricavi operativi” rilevano per 75 milioni di euro e presentano un incremento di 35 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell’esercizio precedente.

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

<i>Milioni di euro</i>	31 03 2016	31 03 2015	Variazione
Vendita e distribuzione di energia elettrica	602	701	(99)
Vendita e distribuzione di gas	292	297	(5)
Vendita calore	75	82	(7)
Vendita materiali	3	3	-
Vendita acqua	12	11	1
Vendite di certificati e diritti di emissione	23	41	(18)
Contributi di allacciamento	5	7	(2)
Totale ricavi di vendita	1.012	1.142	(130)
Prestazioni a clienti	197	192	5
Totale ricavi per prestazioni	197	192	5
Ricavi da commesse a lungo termine	3	5	(2)
Totale ricavi di vendita e prestazioni	1.212	1.339	(127)
Reintegro costi centrale S. Filippo del Mela (impianto Unità essenziale)	23	27	(4)
Risarcimenti danni	4	2	2
Sopravvenienze attive	5	8	(3)
Incentivi alla produzione da fonti rinnovabili	34	-	34
Altri ricavi	9	3	6
Altri ricavi operativi	75	40	35
Totale ricavi	1.287	1.379	(92)

La voce “Altri ricavi operativi” presenta un incremento pari a 35 milioni di euro derivante principalmente dall’iscrizione a partire dal 1° gennaio 2016, degli incentivi sulla produzione netta da fonti rinnovabili, per tutto il residuo periodo di diritto ai Certificati Verdi successivo al 2015 riconosciuti dal Gestore dei Servizi Energetici, in attuazione del Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012 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).

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 817 milioni di euro (885 milioni di euro al 31 marzo 2015) registrando pertanto una diminuzione di 68 milioni di euro.

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

Costi operativi - Milioni di euro	31 03 2016	31 03 2015	Variazione
Costi per materie prime e di consumo	593	656	(63)
Costi per servizi	167	172	(5)
Totale costi per materie prime e servizi	760	828	(68)
Altri costi operativi	57	57	-
Totale costi operativi	817	885	(68)

I “Costi per materie prime e servizi” ammontano a 760 milioni di euro (828 milioni di euro al 31 marzo 2015) presentando un decremento di 68 milioni di euro.

Tale riduzione è dovuta all’effetto combinato dei seguenti fattori:

- i minori acquisti di materie prime e di consumo per 45 milioni di euro, riconducibili ai minori costi per acquisti di energia e combustibili per 68 milioni di euro, all’aumento degli acquisti di materiali per 5 milioni di euro, all’incremento degli oneri correlati all’acquisto di certificati e diritti di emissione per 17 milioni di euro e all’effetto netto degli oneri/proventi da copertura su derivati operativi in aumento per 1 milione di euro;
- il decremento degli oneri di vettoriamiento, appalti e prestazioni di servizi per 5 milioni di euro;
- la variazione in diminuzione delle rimanenze di combustibili per 18 milioni di euro.

Per permettere una maggiore analisi, viene fornito il dettaglio delle componenti più rilevanti:

<i>Milioni di euro</i>	31 03 2016	31 03 2015	Variazione
Acquisti di energia e combustibili	472	540	(68)
Acquisti di materiali	21	16	5
Acquisti di acqua	1	1	-
Oneri da coperture su derivati operativi	1	(1)	2
Proventi da coperture su derivati operativi	(1)	-	(1)
Acquisti di certificati e diritti di emissione	27	10	17
Totale costi per materie prime e di consumo	521	566	(45)
Oneri di vettoriamiento e trasmissione	72	71	1
Manutenzioni e riparazioni	32	35	(3)
Altri servizi	63	66	(3)
Totale costi per servizi	167	172	(5)
Variazione delle rimanenze di combustibili e materiali	72	90	(18)
Totale costi per materie prime e servizi	760	828	(68)
Godimento beni di terzi	23	18	5
Canoni concessioni reti distribuzione Comune di Milano e di Brescia	2	2	-
Canoni concessioni derivazione d'acqua	14	15	(1)
Contributi a enti territoriali, consorzi e AEEGSI	2	4	(2)
Imposte e tasse	10	13	(3)
Danni e penalità	1	1	-
Sopravvenienze passive	2	3	(1)
Altri costi	3	1	2
Altri costi operativi	57	57	-
Totale costi operativi	817	885	(68)

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.

Margine attività di trading - <i>Milioni di euro</i>	Note	31 03 2016	31 03 2015	Variazione
Ricavi	27	372	374	(2)
Costi operativi	28	(373)	(368)	(5)
Totale margine attività di trading		(1)	6	(7)

La marginalità delle attività di *trading* al 31 marzo 2016 risulta negativa per 1 milione di euro, in riduzione di 7 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente. Su tale flessione hanno inciso l'andamento particolarmente negativo del mercato di riferimento nel

primo trimestre 2016, caratterizzato da una considerevole e generalizzata riduzione dei prezzi delle *commodities* in Italia unitamente alla riduzione dei differenziali di prezzo con l'estero, nonché il venir meno di alcune opportunità sul mercato dei certificati ambientali (quale la conclusione del meccanismo dei Certificati Verdi).

29) Costi per il personale

Al 31 marzo 2016 il costo del lavoro, al netto degli oneri capitalizzati pari a 9 milioni di euro (7 milioni al 31 marzo 2015), è risultato complessivamente pari a 156 milioni di euro (157 milioni di euro al 31 marzo 2015).

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

Costi per il personale - Milioni di euro	31 03 2016	31 03 2015	Variazione
Salari e stipendi	103	105	(2)
Oneri sociali	40	40	-
Trattamento di fine rapporto	6	6	-
Altri costi	7	6	1
Totale costi per il personale	156	157	(1)

Nella tabella sottostante si espone il numero medio di dipendenti rilevato nel periodo in esame ripartito per qualifica:

	31 03 2016	31 03 2015	Variazione
Dirigenti	180	188	(8)
Quadri	559	541	18
Impiegati	5.245	5.299	(54)
Operai	6.016	6.061	(45)
Totale	12.000	12.089	(89)

30) Margine operativo lordo

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il “Margine operativo lordo” consolidato al 31 marzo 2016 è pari a 314 milioni di euro (337 milioni di euro al 31 marzo 2015).

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

31) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Gli “Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni” sono pari a 118 milioni di euro (109 milioni di euro al 31 marzo 2015) e presentano un incremento di 9 milioni di euro.

Nella successiva tabella si evidenziano le poste di dettaglio:

Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni - Milioni di euro	31 03 2016	31 03 2015	Variazione
Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	12	16	(4)
Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	84	82	2
Svalutazioni di valore delle immobilizzazioni	-	-	-
Totale ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	96	98	(2)
Accantonamenti per rischi	16	5	11
Accantonamento per rischi su crediti compresi nell'attivo circolante	6	6	-
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	118	109	9

Gli “Ammortamenti e svalutazioni” risultano pari a 96 milioni di euro (98 milioni di euro al 31 marzo 2015) e registrano un decremento complessivo di 2 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali sono in riduzione di 4 milioni di euro per effetto principalmente dell’adeguamento del processo di ammortamento delle reti di distribuzione gas conseguente alla pubblicazione del bando di gara da parte del Comune di Milano per l’affidamento in concessione del servizio di distribuzione gas in ambito territoriale. Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 2 milioni di euro rispetto al 31 marzo 2015 a seguito dei maggiori ammortamenti, per 3 milioni di euro, riferiti agli investimenti entrati in produzione successivamente al primo trimestre 2015, dei maggiori ammortamenti per 4 milioni di euro connessi all’incremento dei cespiti correlati all’iscrizione del fondo *decommissioning* per la messa in sicurezza degli impianti effettuato al termine del precedente esercizio e per 1 milione di euro da maggiori ammortamenti correlati alla revisione delle vite utili di alcuni impianti effettuati al 31 dicembre 2015 rettificati dai minori ammortamenti conseguenti le svalutazioni degli asset effettuate al 31 dicembre 2015, per 3 milioni di euro, e dai minori ammortamenti, per 3 milioni di euro, derivanti dalla scissione, che ha avuto efficacia dal 1° gennaio 2016, del cosiddetto “Ramo Cellina” di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l..

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, 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 16 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 marzo 2015) dovuto agli accantonamenti del periodo per 17 milioni di euro, rettificati dal rilascio di fondi rischi accantonati nei precedenti esercizi per 1 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere. Gli accantonamenti netti del periodo hanno riguardato, per 1 milione di euro accantonamenti per fondi fiscali, per 3 milioni di euro l'accantonamento per fondi cause legali e contenziosi del personale, per 10 milioni di euro accantonamenti per oneri contrattuali e per 2 milioni di euro per altri fondi rischi, come meglio descritto alla nota 20) Fondi rischi, oneri e passività per scariche.

L'Accantonamento per rischi su crediti” presenta un valore di 6 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 marzo 2015) determinato dall'accantonamento del periodo.

32) Risultato operativo netto

Il “Risultato operativo netto” risulta pari a 196 milioni di euro (228 milioni di euro al 31 marzo 2015).

33) Risultato da transazioni non ricorrenti

Il “Risultato da transazioni non ricorrenti” risulta positivo per 52 milioni di euro (valore inferiore al milione di euro al 31 marzo 2015) ed è relativo alla scissione del cosiddetto “Ramo Cellina” di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l. che ha avuto efficacia in data 1° gennaio 2016 a seguito dell'accordo sottoscritto tra le parti in data 28 dicembre 2015, come meglio specificato al paragrafo “Eventi di rilievo del periodo”.

34) Gestione finanziaria

La “Gestione finanziaria” presenta un saldo negativo di 30 milioni di euro (negativo per 41 milioni di euro al 31 marzo 2015).

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Gestione finanziaria - Milioni di euro	31 03 2016	31 03 2015	Variazione
Proventi finanziari	5	4	1
Oneri finanziari	(37)	(46)	9
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	2	1	1
Totale gestione finanziaria	(30)	(41)	11

I “Proventi finanziari” ammontano a 5 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 marzo 2015) e sono così composti:

Proventi finanziari - Milioni di euro	31 03 2016	31 03 2015	Variazione
Proventi verso istituti di credito	2	2	-
Altri proventi finanziari di cui:	3	2	1
- Proventi finanziari verso Comune di Brescia (IFRIC 12)	2	1	1
- Altri proventi	1	1	-
Totale proventi finanziari	5	4	1

Gli “Oneri finanziari”, che ammontano a 37 milioni di euro, presentano un decremento di 9 milioni di euro rispetto al 31 marzo 2015 e sono così composti:

Oneri finanziari - Milioni di euro	31 03 2016	31 03 2015	Variazione
Interessi su prestiti obbligazionari	31	32	(1)
Interessi verso istituti di credito	2	4	(2)
Interessi su finanziamenti Cassa Depositi e Prestiti	-	1	(1)
Fair value su derivati finanziari	-	6	(6)
Altri oneri finanziari di cui:	4	3	1
- Oneri di attualizzazione IAS	2	-	2
- Oneri finanziari Comune di Brescia (IFRIC 12)	1	1	-
- Altri oneri	1	2	(1)
Totale oneri finanziari	37	46	(9)

La valutazione secondo il metodo del Patrimonio netto delle partecipazioni risulta positiva per 2 milioni di euro (positiva per 1 milione di euro al 31 marzo 2015) ed è riconducibile principalmente alla valutazione a Patrimonio netto 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	31 03 2016	31 03 2015	Variazione
Imposte correnti	43	44	(1)
Imposte anticipate	25	47	(22)
Imposte differite	(16)	(31)	15
Totale oneri/proventi per imposte sui redditi	52	60	(8)

Gli “Oneri per imposte” nel periodo in esame sono risultati pari a 52 milioni di euro (60 milioni di euro al 31 marzo 2015).

Si segnala che la capogruppo A2A determina le imposte IRAP di periodo 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 di pertinenza di terzi

Il “Risultato di pertinenza di terzi” risulta negativo per il Gruppo per 8 milioni di euro e comprende principalmente la quota di competenza di terzi della società EPCG. Nel corrispondente periodo del precedente esercizio la posta presentava un saldo negativo per il Gruppo per 10 milioni di euro.

37) Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo

Il “Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo” risulta positivo e pari a 158 milioni di euro (positivo per 117 milioni di euro al 31 marzo 2015).

Risultato per azione

38) Risultato per azione

	01 01 2016 31 03 2016	01 01 2015 31 03 2015
Utile (perdita) per azione (in euro)		
- di base	0,0509	0,0377
- di base da attività in funzionamento	0,0509	0,0377
- di base da attività destinate alla vendita	-	-
- diluito	0,0509	0,0377
- diluito da attività in funzionamento	0,0509	0,0377
- diluito da attività destinate alla vendita	-	-
Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ai fini del calcolo dell'utile (perdita) per azione		
- di base	3.095.458.548	3.105.987.668
- diluito	3.095.458.548	3.105.987.668

Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali

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

Al 1° gennaio 2016 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. relativa al cosiddetto “Ramo Cellina” a favore di Cellina Energy S.r.l. (società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A.) in applicazione dell’accordo sottoscritto tra le parti in data 28 dicembre 2015.

Garanzie ed impegni con terzi

<i>Milioni di euro</i>	31 03 2016	31 12 2015
Garanzie ricevute	580	460
Garanzie prestate	1.638	1.545

Garanzie ricevute

L'entità delle garanzie ricevute è pari a 580 milioni di euro (460 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e sono costituite per 234 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni rilasciate dalle imprese appaltatrici a fronte della corretta esecuzione dei lavori assegnati e per 346 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni ricevute da clienti a garanzia della regolarità dei pagamenti.

Garanzie prestate ed impegni con terzi

L'entità delle garanzie prestate è pari a 1.638 milioni di euro (1.545 milioni di euro al 31 dicembre 2015), di cui a fronte di obblighi assunti nei contratti di finanziamento pari a 134 milioni di euro. Tali garanzie sono state rilasciate da banche per 484 milioni di euro, da assicurazioni per 38 milioni di euro e dalla capogruppo A2A S.p.A., quali *parent company guarantee*, per 1.116 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 31 marzo 2016

Per la descrizione degli eventi si rinvia allo specifico paragrafo del presente Resoconto intermedio di gestione.

2) Informazioni relative alle azioni proprie

Al 31 marzo 2016 A2A S.p.A. possiede n. 61.917.609 azioni proprie (n. 26.917.609 al 31 dicembre 2015), pari all'1,976% del Capitale sociale composto da n. 3.132.905.277 azioni. L'incremento del numero di azioni proprie rispetto al 31 dicembre 2015 è di 35.000.000 di azioni acquistate tra il 16 febbraio e il 31 marzo 2016 per un controvalore complessivo pari a circa 37 milioni di euro. Al 31 marzo 2016 non sono detenute azioni proprie per il tramite di società controllate, società finanziarie o per interposta persona.

3) 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 31 marzo 2016 recepiscono la riclassificazione delle attività di proprietà della società SEASM S.r.l. costituite da una sottostazione elettrica da 380 kV denominata "Voghera" e destinata a connettere alla rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN) la centrale termoelettrica di Voghera Energia, mentre al 31 dicembre 2015 accoglievano alcuni assets di Edipower S.p.A. e le passività ad essi correlate nell'ambito della scissione non proporzionale, efficace dal 1° gennaio 2016, a favore di Cellina Energy S.r.l. (società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A.), relative al cosiddetto "Ramo Cellina".

I valori riclassificati per entrambe 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 31 marzo 2016 <i>Milioni di euro</i>	Assets SEASM S.r.l.
ATTIVITÀ E PASSIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA	
Attività non correnti	2
Attività correnti	-
Totale attività	2
Passività non correnti	-
Passività correnti	-
Totale passività	-

Si precisa che l’impatto a Conto economico della riclassificazione dei ricavi, dei costi operativi e della gestione finanziaria della società SEASM S.r.l. non risulta significativo in quanto inferiore al milione di euro.

4) 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 ancora in essere 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. Il processo è in attesa di trattazione.
- 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.

Ad oggi, dunque, è ancora pendente in cassazione la questione relativa alla quantificazione degli interessi sulle somme da recuperare (se da calcolare con anatocismo, o no), relativamente al Secondo e al Terzo recupero. 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 non risulta ancora depositata.

In ogni caso, relativamente alla posizione di A2A, essendo state già da tempo pagate tutte le somme richieste, si ritiene che dall'esito delle controversie ancora pendenti non possano derivare nuovi oneri a titolo di recupero degli aiuti a carico della società.

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

L'acquisto della partecipazione in HISA da parte di BAS S.p.A. fu effettuato attraverso una società di consulenza locale denominata Consult Latina.

In presenza della non univocità del testo contrattuale e della non acquisizione del 100% della partecipazione in HISA da parte della sola BAS S.p.A., quest'ultima ritenne non applicabile la previsione contrattuale e quindi ingiustificata la richiesta di pagamento formulata da Consult Latina e non pagò il corrispettivo richiesto a Consult Latina che, per ottenere il pagamento del corrispettivo, instaurò nel 1998 una causa legale.

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

A2A S.p.A. nel tempo ha sempre conferito ai legali mandato per addivenire a transazione e da ultimo ha manifestato una disponibilità ad incrementare le precedenti offerte per coprire le spese di lite, attendendo però una specifica quantificazione da poter valutare, manifestando disponibilità ad ascoltare e soppesare anche richieste incrementali. Ad oggi si è in attesa di precise richieste, considerando che anche il Tribunale negli ultimi mesi ha invitato le parti a trovare soluzione transattiva. Redengas, società controllata da HISA le cui azioni sono state pignorate da Consult Latina ha radicato una nuova azione per chiedere l'eliminazione del sequestro delle azioni che tuttora permane a garanzia di Consult Latina; i legali hanno fatto sapere che i legali di Redengas hanno preannunciato anche una causa risarcitoria contro A2A S.p.A. e Consult Latina, ma a distanza di molti mesi essa non è stata notificata. Il 3 giugno 2014 il Tribunale ha rigettato il ricorso radicato da A2A S.p.A. per far cessare il sequestro disposto dal giudice su richiesta di Consult Latina sulle azioni presenti e future di Redengas e A2A S.p.A. ha notificato appello.

Il Tribunale ha convocato le parti in una camera di consiglio che si è svolta il 18 dicembre 2014 per verificare le condizioni di una conciliazione o transazione; in esito alla discussione il Tribunale ha fissato una nuova sessione di discussione al 19 febbraio 2015 per ricevere le indicazioni dalle parti; in considerazione di successivi rinvii richiesti da Consult Latina, le parti stanno continuando a coltivare ipotesi transattive senza che si siano svolti atti processuali formali.

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

Arbitrato radicato da S.F.C. S.A. ed Eurosviluppo Industriale S.p.A. contro A2A S.p.A. e E.ON Europa S.L. per asserito inadempimento della scrittura privata di acquisto azioni di Eurosviluppo Industriale S.p.A. (oggi Ergosud S.p.A.)

Rispettivamente in data 2 e 3 maggio 2011, la Camera Arbitrale di Milano ha trasmesso alla società A2A S.p.A. (titolare di una partecipazione pari al 50% del capitale sociale di Ergosud S.p.A.) e ad E.ON Europa S.L. una domanda di arbitrato a mezzo della quale Société Financière Cremonese S.A. congiuntamente ad Eurosviluppo Industriale S.p.A. hanno instaurato un procedimento arbitrale avverso le suddette società, chiedendo (i) di accertare l'inadempimento contrattuale di E.ON Europa S.L. e di A2A S.p.A. alle obbligazioni assunte nei contratti del 16 dicembre 2004, del 15 ottobre 2004 e del 25 luglio 2007 inter partes e, (ii) per l'effetto, condannarle al pagamento della parte residua del prezzo della cessione delle azioni costituenti l'intero capitale sociale di Ergosud S.p.A. pari a 10.000.000 di euro, nonché al risarcimento dei danni subiti da Société Financière Cremonese S.A. e da Eurosviluppo Industriale S.p.A., sotto il duplice profilo del danno emergente e del lucro cessante, pari a 126.496.496 euro salva migliore specificazione, oltre al danno per fermo da cantiere, interessi e rivalutazione.

E.ON Europa S.L. ed A2A S.p.A. si sono regolarmente costituite in giudizio chiedendo l'integrale rigetto dell'avversa domanda e spiegando domanda riconvenzionale, chiedendo la condanna delle controparti al risarcimento dei danni subiti dalle convenute in conseguenza dei numerosi inadempimenti contrattuali occorsi, quantificati in via iniziale in 30.500.000 euro, ovvero, nella maggiore o minore somma ritenuta di giustizia, quantificata anche ai sensi dell'art. 1226 c.c., oltre interessi, anche ex art. 1283 c.c. e rivalutazione monetaria, anche ex art. 1224, 2° comma.

In data 7 settembre 2011, la Camera Arbitrale ha dichiarato la sospensione dell'arbitrato a causa del mancato pagamento delle spese processuali da parte dell'attore.

I legali di A2A S.p.A. e E.ON Europa S.L. hanno verificato la possibilità di far procedere l'arbitrato solo con riferimento alla domanda riconvenzionale, senza quindi bisogno di surrogarsi nel pagamento delle spese all'attore.

In esito al pagamento degli oneri processuali da parte dei convenuti A2A S.p.A. e E.ON Europa S.L. e del mancato pagamento da parte degli attori S.F.C. S.A. e Eurosviluppo Industriale S.p.A., in data 2 dicembre 2011, la segreteria della Camera Arbitrale ha notificato l'estinzione delle domande degli attori e la continuazione del procedimento con riferimento alle sole domande proposte da A2A S.p.A. e E.ON Europa S.L.; in pari comunicazione la segreteria ha comunicato la trasmissione degli atti agli arbitri così da dare inizio al procedimento.

Il Collegio è composto dall'Avv. Prof. Giuseppe Portale (presidente), Avv. Prof. Vincenzo Mariconda (arbitro individuato da A2A S.p.A. e E.ON Europa S.L.) e Avv. Giovanni Frau (arbitro individuato da S.F.C. S.A. e Eurosviluppo Industriale S.p.A.).

In data 1° febbraio 2012 si è svolta la prima udienza dopo la regolare costituzione del Collegio ed è stata ribadita la decadenza di S.F.C. S.A. ed Eurosviluppo Industriale S.p.A. dalle domande originariamente proposte. Sono inoltre stati assegnati alle parti i termini per la presentazione di memorie e repliche e per la formulazione dei mezzi istruttori. In particolare E.ON Europa S.L. ed A2A S.p.A., essendo diventate attrici in via sostanziale (volendo proseguire il giudizio per la domanda riconvenzionale a seguito della sopra citata decadenza delle controparti) sono state invitate a precisare i quesiti ed indicare i mezzi di prova, entro il termine del 15 marzo 2012; i successivi termini di deposito delle memorie erano fissati al 16 aprile 2012, all'8 maggio 2012 e al 31 maggio 2012.

E' stata altresì fissata la data dell'udienza per il 12 giugno 2012 per la comparizione personale delle parti al fine di esperire il tentativo di conciliazione e per l'eventuale interrogatorio libero. All'udienza, rinviata al 19 giugno 2012, il Collegio Arbitrale ha preso atto del fallimento intervenuto di Eurosviluppo Industriale S.p.A. e ha fissato il termine del 30 ottobre 2012 per la costituzione della curatela fissando al 20 novembre 2012 l'udienza per il tentativo di conciliazione e l'eventuale interrogatorio libero delle parti.

In considerazione dell'intervenuta costituzione del fallimento di Eurosviluppo Industriale S.p.A. e delle tematiche processuali sollevate nella costituzione, con ordinanza 13 novembre 2012, il Collegio ha disposto che l'udienza del 20 novembre 2012 non fosse dedicata al tentativo di conciliazione e quindi non vedesse la presenza delle parti; all'udienza del 20 novembre 2012, il Collegio ha fissato al 4 luglio 2013 il termine di deposito del lodo; ha fissato al 20 dicembre 2012 e al 31 gennaio 2013 termine alle parti per memorie e al 20 febbraio 2013 presso lo studio del presidente del Collegio data di udienza di discussione. Nell'udienza del 22 febbraio 2013 (per impegno del Presidente del Collegio Arbitrale l'udienza è stata differita dal 20 al 22), il Collegio ha emesso ordinanza in cui ha chiesto ad A2A S.p.A. e E.ON Europa S.L. di integrare, entro il 20 marzo 2013, le rispettive procure alle liti ai difensori per sanare ogni possibile vizio e ha fissato al 20 marzo e al 5 aprile 2013 un nuovo termine per il deposito di memorie e repliche per chiarire e precisare le rispettive posizioni. Successivamente a tali incombenzi istruttori, il Collegio si è riservato ogni ulteriore deliberazione. In data 5 giugno 2013, il Collegio ha depositato ordinanza in cui fissa al 22 luglio 2013 l'udienza per tentativo di conciliazione e eventuale interrogatorio libero delle parti; in considerazione del termine precedentemente fissato per il deposito del lodo al 4 luglio 2013, il Collegio ha formulato istanza alla Camera di avere concessione di congrua proroga del termine.

Al termine dell'udienza del 22 luglio 2013 in cui si è svolto l'interrogatorio libero delle parti e si è confermata la non sussistenza delle condizioni di transazione, il Collegio ha disposto termine al 30 settembre 2013 per deposito documenti e per formulazione istanze istruttorie e al 21 ottobre 2013 per eventuali memorie di replica da parte dei legali. In data 2 ottobre 2013 la Camera Arbitrale ha segnalato che S.F.C. S.A. e i fallimenti non avevano pagato i contributi

chiesti in luglio e a oggi il procedimento risulta sospeso. In data 22 ottobre 2013, S.F.C. S.A., in violazione dei termini processuali e delle domande poste dal Collegio Arbitrale ha depositato una perizia di parte avente contenuto tecnico. Con ordinanza 27 novembre 2013 il Collegio ha disposto CTU per verificare la cogeneratività della centrale nominando CTU il Prof. Ing. L. Guizzi. La società ha nominato il Prof. Massardo come proprio CTP, S.F.C. S.A. il Prof. Ambrogio e l'Ing. Lazzeri. Dopo l'udienza del 22 gennaio 2014 per gli adempimenti connessi alla nomina del CTU, il Collegio ha fissato il termine al 16 giugno 2014 per il deposito di CTU. La perizia è stata depositata nei termini e da essa traggono conferma le tesi di A2A S.p.A. ed E.ON Europa S.L.. La prosecuzione dell'arbitrato potrebbe essere condizionata dal mancato pagamento delle spese arbitrali da parte di S.F.C. S.A., Eurosviluppo Industriale S.p.A. e Consorzio Eurosviluppo S.c.a.r.l.. In data 4 febbraio 2015, il Collegio Arbitrale ha fissato nuovi termini al CTU e alle parti per repliche successivamente al deposito di un'ulteriore memoria tecnica di S.F.C. S.A. per poi fissare al 23 aprile 2015 udienza. La Camera Arbitrale ha disposto il differimento del termine di deposito del lodo. Nell'udienza del 23 aprile 2015, il Collegio ha fissato nuovi termini per memorie e una data di udienza se richiesta dalle parti al 23 settembre. Non è stata richiesta udienza quindi si deve attendere il deposito del lodo. La Camera Arbitrale ha concesso nuovo termine per il deposito del lodo al 1° febbraio 2016, poi prorogato al 2 marzo 2016. In data 1° marzo 2016 la Camera Arbitrale ha dato notizia del deposito del lodo sottoscritto dagli arbitri in data 29 febbraio 2016. Il lodo è stato deliberato all'unanimità e, dopo aver respinto la questione di costituzionalità sollevata da S.F.C. e Eurosviluppo Industriale e le eccezioni preliminari svolte dal Fallimento Eurosviluppo Industriale, ha accertato l'inadempimento di S.F.C. e Eurosviluppo Industriale agli obblighi delle scritture private firmate con A2A e E.ON, ha dichiarato che E.ON e A2A non sono tenute al pagamento della terza rata del prezzo stabilita per l'acquisto delle azioni di Ergosud S.p.A. (pari a 10 milioni di euro) e ha condannato S.F.C. e Eurosviluppo Industriale a pagare in via solidale il risarcimento danni complessivo verso A2A e E.ON di 8,1 milioni di euro oltre interessi legali, respinge o dichiara assorbita ogni altra domanda e dichiara integralmente compensate tra le parti le spese di arbitrato.

Il Gruppo non ha stanziato nessun fondo non ritenendo probabile il rischio connesso a questa causa in corso.

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 ancora una volta 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 attualmente 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 ed i danni asseritamente subiti dal Consorzio Laratta S.r.l. per 359.000 euro.

La prima udienza è stata fissata al 30 ottobre 2011. Tale giudizio è stato assegnato alla Seconda Sezione Civile del Tribunale, G.U. Dott. Lorenzo Pontecorvo. La prima udienza di comparizione è stata fissata al 30 novembre 2011, il giudice si è riservato in merito alla legittimazione del Consorzio fallito a radicare causa.

In questa sede, Ergosud S.p.A. ed A2A S.p.A. non avrebbero potuto formulare domanda riconvenzionale in quanto la competenza era del Giudice Fallimentare.

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.

La legittimazione di S.F.C. S.A. è autonoma rispetto a quella del Consorzio, originario attore, e, qualora la domanda dello stesso Consorzio dovesse essere dichiarata improcedibile per difetto di un presupposto (ovvero per intervenuto fallimento), il giudizio continuerebbe tra S.F.C. S.A. ed Ergosud S.p.A.. In questo scenario, A2A S.p.A. potrebbe chiedere di essere estromessa in quanto verso la stessa non risulterebbe proposta alcuna domanda, ma probabilmente il giudice, per economia, rinvierebbe la questione alla sentenza definitiva.

Nel termine della prima udienza i legali hanno formulato conclusioni per conto di Ergosud S.p.A. in relazione alla domanda proposta da S.F.C. S.A. per poi controdedurre più compiutamente nelle successive memorie istruttorie ex art. 183, VI comma c.p.c..

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 su una serie di punti indicando i quesiti da impartire al 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. L’inizio delle operazioni peritali era previsto al 18 giugno 2013 e il termine a 180 giorni da tale data. A2A S.p.A. e Ergosud S.p.A. hanno nominato come CTP il Prof. Massardo e l’Ing. Giofrè che negli anni hanno già redatto perizie nelle materie oggetto dei quesiti. Il termine per il deposito della CTU è stato rinviato. Entro il nuovo termine fissato per le osservazioni dei consulenti tecnici di parte i periti Pompili e Caroli hanno depositato perizia in cui confermano le tesi difensive di Ergosud S.p.A. e A2A

S.p.A.; i periti di parte avevano termine al 30 giugno 2014 per le osservazioni e al 31 luglio 2014 la CTU è stata depositata presso il Tribunale. E' stata fissata al 22 gennaio 2015 data di udienza per esame elaborato peritale, poi rinviata al 1° aprile 2015. In tale udienza è stata fissata al 30 novembre 2016 l'udienza di precisazione conclusioni.

Il Gruppo non ha stanziato nessun fondo non ritenendo probabile il rischio connesso a questa causa in corso.

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. Si segnala che 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 alla data di chiusura del bilancio. Ad oggi non si ritiene che vi siano passività potenziali probabili o di portata significativa tali da rendere necessaria l'appostazione di un fondo in bilancio.

Con le Sentenze 30 dicembre 2014 n. 6430 e 1° dicembre 2014 n. 5946, il Consiglio di Stato ha confermato gli atti adottati dall'AEEGSI verso il Gruppo sui termovalorizzatori di Corteolona e Filago che prescrivevano la restituzione di una quota degli incentivi CIP 6/1992, in quanto imputabili – secondo la non condivisa lettura dell'AEEGSI e del Consiglio di Stato – a consumi per servizi ausiliari. Su richiesta della CSEA il Gruppo ha provveduto nel corso dell'esercizio al versamento delle somme asseritamente percepite in eccesso.

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 impiantistiche del termovalorizzatore in oggetto. In ragione di quanto sopra esposto, il Gruppo ritiene tuttora la passività possibile e non probabile. Per tale motivo non sono stati effettuati accantonamenti a fondo rischi in occasione del bilancio al 31 marzo 2016.

Union Temporal De Impresas contro il Municipio di Calig (Spagna)

Il procedimento in oggetto coinvolge l'Union Temporal De Impresas (UTE) costituita tra A2A Ambiente S.p.A., Azhar e Teconma per la realizzazione e gestione di un impianto di trattamento e smaltimento ITS e linea compostaggio in Castellon de la Plana (Spagna), a seguito di aggiu-

dicazione della gara bandita dal Consorzio Zona 1 di Castellon. Il Municipio di Calig, confinante con Castellon, ha impugnato la modifica del contratto tra il Consorzio e la UTE che ha previsto un aumento del corrispettivo da 121 milioni di euro a 140 milioni di euro per l'adeguamento dell'impianto alle prescrizioni previste nell'a.i.a., chiedendone l'annullamento. Con sentenza di primo grado del 21 maggio 2013 il Tribunale ha accolto il ricorso del Municipio di Calig dichiarando altresì, oltre le richieste della controparte, l'annullamento dell'aggiudicazione originaria della gara alla UTE con conseguente obbligo per il consorzio di trovare un altro appaltatore.

Nonostante AzA Ambiente S.p.A. detenga una partecipazione dell'1% nella UTE, per il diritto spagnolo le UTE sono caratterizzate dalla responsabilità solidale tra i suoi membri.

La UTE, difesa dallo Studio legale Uría Menendez, ha presentato ricorso in appello avverso alla sentenza del Tribunale il 12 giugno 2013.

In data 22 febbraio 2016 è stata notificata alla UTE, cui AzA Ambiente S.p.A. partecipa nella proporzione dell'1%, la sentenza del Tribunale superiore di giustizia della Comunità Valenciana, non ulteriormente impugnabile.

La sentenza ha accolto parzialmente il ricorso della UTE, in quanto non ha dichiarato nulla la concessione, ma ha confermato la restante parte della sentenza di primo grado disponendo l'annullamento della modifica del contratto di concessione con la quale il Consorzio (committente) nel 2010 ha riconosciuto alla UTE extra costi pari a 19 milioni di euro, a causa della mancata dimostrazione dell'interesse pubblico alla modifica contrattuale.

Ai sensi della normativa spagnola, la sentenza dovrà essere attuata dal Consorzio entro due mesi dalla notifica. Durante il periodo transitorio si continueranno ad applicare le condizioni di cui alla modifica contrattuale annullata e il Consorzio dovrà definire le modalità con cui dare esecuzione al disposto della sentenza.

Ad oggi non vi sono indicazioni in merito a decisioni del Consorzio sul tema. Il legale spagnolo che ha assistito in giudizio la UTE ha evidenziato che qualora il consorzio decidesse di non procedere ad approvare una nuova modifica contrattuale che riconosca alla UTE condizioni economiche soddisfacenti, la UTE potrà procedere in giudizio al fine di ottenere il risarcimento dei danni derivanti dal mancato riconoscimento degli investimenti effettuati in esecuzione della seconda modifica contrattuale successivamente annullata.

A completezza della tematica, si segnala che nel bilancio di AzA Ambiente S.p.A. sono presenti al 31 marzo 2016 circa 2,7 milioni di euro relativi a crediti commerciali e finanziari vantati verso la UTE.

A fronte delle informazioni disponibili, di quanto sopra esposto ed in considerazione del fatto che la normativa spagnola di riferimento prevede il diritto del contraente (UTE) ad essere indennizzato per eventuali danni che possano derivare dall'annullamento (anche parziale) o

dalla risoluzione del contratto per cause non imputabili a quest'ultimo, si ritiene ad oggi che i sopra citati crediti commerciali e finanziari siano recuperabili seppur in un arco temporale di medio-lungo termine.

Inchiesta Centrale di Monfalcone

Nel novembre 2011, l'Autorità Giudiziaria di Trieste ha emesso, nelle Regioni Veneto, Friuli Venezia Giulia e Lombardia, provvedimenti restrittivi nei confronti di più persone, tra cui un dipendente della Centrale Termoelettrica di Monfalcone, per associazione a delinquere finalizzata alla truffa ai danni dello Stato, ai danni del privato e falso ideologico, nonché attività organizzata al traffico illecito di rifiuti.

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 - garantivano lo smaltimento di un traffico illecito di rifiuti speciali, la 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.

A2A S.p.A., proprietaria del sito produttivo, ha disposto la sospensione cautelare del dipendente coinvolto nonché il blocco dei pagamenti delle fatture emesse dalle società fornitrici di biomasse che, a sua conoscenza, sono coinvolte nelle indagini.

In ogni caso si evidenzia il danno a carico esclusivo del Gruppo A2A ed in particolare della società A2A Trading S.r.l. per quanto riguarda le difformità qualitative e quantitative delle biomasse, in quanto quest'ultima, in qualità di *toller* e di responsabile del dispacciamento dell'impianto, ha un rischio possibile che a conclusione della fase istruttoria ne possa risultare impattata in termini di maggiori costi sostenuti per le biomasse non consegnate e di 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 dei titoli ambientali contabilizzati in più rispetto a quelli reali (ci si riferisce ai Certificati Verdi). Infatti la società potrebbe aver presentato, con riferimento agli anni 2009 e 2010, delle dichiarazioni di generazione di titoli ambientali superiori a quelli in realtà prodotti, in quanto il conteggio avrebbe potuto essere affetto dall'errore di considerare un rapporto energia da biomassa su energia da fonte convenzionale superiore rispetto al reale.

In tal caso la società dovrebbe presentare delle rettifiche alle suddette dichiarazioni pregresse, nonché restituire i proventi o i titoli ambientali che potrebbero esserle stati riconosciuti in più. 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 lo stesso valuterà le azioni, anche risarcitorie, idonee, considerando anche quanto già trattenuto ai fornitori terzi.

Inoltre, A2A Trading S.r.l. 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 incremento dei poteri calorifici delle stesse del 20%. Nonostante il GSE abbia riconosciuto ad A2A Trading S.r.l. la correttezza dei calcoli effettuati per il 2011, ad oggi però i suddetti Certificati Verdi 2011 non sono stati ancora emessi.

Sono stati adottati alcuni provvedimenti 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. Il dibattimento è iniziato.

Il Gruppo non ha stanziato nessun fondo in quanto ritiene di essere parte lesa nel procedimento.

Asm Novara S.p.A. contenzioso

In data 29 marzo 2013, Pessina Costruzioni ha notificato ad A2A S.p.A. nomina di arbitro e quesito arbitrale per radicare arbitrato, in esecuzione dei patti parasociali sottoscritti tra i soci nell'agosto del 2007, al fine di vedere condannata A2A S.p.A. al risarcimento danni per inadempimento obbligazioni parasociali.

La società A2A S.p.A., nel termine di 20 giorni, ha effettuato la nomina del proprio arbitro rigettando le richieste.

Dopo discussione sulle nomine e dopo una richiesta di nomina di un Arbitro Unico al Tribunale di Novara da parte di Pessina, le Parti hanno sottoscritto una scrittura in merito alla formazione del Collegio Arbitrale.

Gli arbitri così nominati sono gli Avvocati Bruna Gabardi Vanoli, Marco Praino (di nomina Pessina) e Salvatore Sanzo (di nomina A2A); è intervenuta al 1° luglio 2013 l'udienza di costituzione formale del collegio. Successivamente a tale adempimento preliminare le parti preciseranno le domande di arbitrato. In esito a tale udienza, con ordinanza il collegio ha adempiuto gli adempimenti connessi alla costituzione del collegio ed all'inizio delle attività fissando i termini

per le memorie e le istanze istruttorie e la data della prima udienza. I termini sono 15 ottobre e 20 dicembre 2013 e 21 febbraio 2014 per il deposito delle memorie e 5 marzo 2014 per la prima udienza. Con ordinanza 8 ottobre 2013, il Collegio Arbitrale ha posticipato i termini per il deposito delle memorie rispettivamente al 9 ottobre 2013, al 21 gennaio 2014 e al 25 marzo 2014. Conseguentemente l'udienza fissata in marzo 2014 è stata rinviata al 10 aprile 2014. La sede dell'arbitrato è posta nello studio del Presidente del Collegio Arbitrale in Milano. All'udienza del 10 aprile 2014, preceduta dal deposito delle memorie di parte, il collegio ha fissato tre nuovi termini per memorie (20 maggio per A2A, 17 giugno per Pessina e 26 giugno per A2A) e l'udienza di merito all'11 luglio 2014. Durante l'udienza l'attore ha chiesto di fissare udienza di precisazione conclusioni che con ordinanza fuori udienza depositata il 22 luglio è stata fissata per il 16 settembre 2014. In tale udienza, il collegio ha fissato i termini per il deposito delle comparse conclusionali e la data di udienza finale; su richiesta delle parti tali termini sono stati posticipati al 3 dicembre e 7 gennaio 2015 per le memorie e al 3 febbraio 2015 per l'udienza. In tale udienza il collegio ha disposto un allungamento del termine per il deposito del lodo a 120 giorni. Alla fine del mese di maggio 2015, A2A, avendo avuto notizie di elementi di familiarità e commensalità abituale tra il Presidente del Collegio arbitrale e il legale dell'attore, ha depositato al tribunale di Milano istanza di ricsuzione del Presidente del Collegio Arbitrale.

In considerazione della notizia del ricorso il collegio con Ordinanza 6 emessa fuori udienza in data 3 giugno 2015 ha sospeso il deposito del lodo fino al termine del procedimento, ovvero fino al giorno successivo alla notifica dell'esito del procedimento effettuata dalla parte più diligente.

Il Presidente Delegato ha emesso ordinanza di rigetto dell'istanza condannando A2A a spese di lite verso il Presidente del Collegio e verso Pessina.

In data 30 giugno 2015, Pessina ha notificato al collegio, in esecuzione dell'Ordinanza 6/15, l'ordinanza chiedendo al collegio di riassumere il processo arbitrale sospeso.

In data 30 giugno 2015 il collegio, 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. L'impugnazione riguarda: 1) nullità del Lodo per violazione dell'art. 829, 1° comma, n. 2, c.p.c., alla luce della mancanza di terzietà del Presidente del Collegio Arbitrale, Avv. Bruna Gabardi Vanoli; 2) nullità del Lodo, ai sensi dell'art. 829, n. 4, c.p.c., per aver il Collegio Arbitrale pronunciato al di fuori dei limiti della convenzione d'arbitrato; 3) nullità del Lodo per violazione del principio del contraddittorio, ai sensi dell'art. 829, n. 9 c.p.c., nella parte in cui il Collegio Arbitrale ha fondato la propria decisione sull'art. III del Patto Parasociale; 4) omessa motivazione ex art.

829, n. 5 e 823, n. 5 c.p.c., e violazione del principio del contraddittorio ex art. 829, n. 9 c.p.c., per aver il Collegio Arbitrale preso la propria decisione, escludendo, senza alcuna motivazione, la valutazione della documentazione depositata in giudizio da A2A; 5) nullità del Lodo per violazione del principio del contraddittorio, ai sensi dell'art. 829, n. 9 c.p.c., nella parte in cui il Collegio Arbitrale ha deciso sulla base dell'accoglimento del rilievo d'ufficio della liquidazione equitativa del danno, senza porre la questione al contraddittorio delle parti; 6) nullità del Lodo ex art. 829, n. 5 e 823, n. 5 c.p.c., per aver il Collegio Arbitrale quantificato i danni in via equitativa ai sensi dell'art. 1226 c.c., senza motivare la sussistenza del presupposto per l'applicabilità di tale norma, e senza motivare la sussistenza del danno; 7) nullità del Lodo ex art. 829, n. 3, per aver il Collegio Arbitrale quantificato i danni in via equitativa ai sensi dell'art. 1226 c.c., senza i necessari presupposti, in violazione dell'ordine pubblico. Dopo la prima udienza svoltasi il 16 dicembre 2015, è stata fissata udienza di precisazione conclusioni per il prossimo 3 maggio 2016. In occasione di tale udienza le parti hanno precisato le conclusioni e A2A ha formulato anche motivata istanza di rimessione in termini. La Corte ha rinviato l'udienza al 14 giugno.

Contestualmente, in luglio 2015, A2A ha depositato ricorso per la sospensione dell'efficacia esecutiva del Lodo. La Corte di Appello con decreto, emesso dal Presidente della Sezione 1^a Civile in data 10 luglio 2015, senza sentire le parti, ha sospeso l'esecutività del Lodo fino all'udienza davanti al Collegio fissata al 15 settembre 2015. Su istanza congiunta delle parti dell'11 settembre 2015, tale udienza è stata differita al 10 novembre 2015. Con ordinanza emessa fuori udienza in data 19 novembre 2015 è stato revocato il decreto emesso in data 10 luglio. Con provvedimento 3378 del 18 dicembre, il Tribunale di Milano ha concesso la esecutorietà del Lodo richiesta da Pessina, subito sospesa in pari data da provvedimento emesso dal Presidente della Prima Sezione di Corte di Appello su istanza di A2A, fissando l'udienza al 19 gennaio 2016. Con ordinanza 26 gennaio 2016 notificata in data 4 febbraio 2016, la Corte di Appello ha revocato il decreto presidenziale 18 dicembre 2015 e ha rigettato l'istanza di sospensione del provvedimento impugnato. In data 24 febbraio 2016, Pessina ha notificato atto di precetto e in data 7 marzo 2016 ha notificato atto di pignoramento presso terzi (presso un primario istituto bancario su cui A2A ha aperto specifico conto corrente dedicato), con contestuale assunzione in capo al terzo pignorato degli obblighi che la legge impone al custode. In data 23 marzo 2016, il pignoramento è stato iscritto a ruolo e l'udienza per la dichiarazione del terzo è stata fissata dal Tribunale di Brescia al 23 maggio 2016. In data 15 aprile, i legali di Pessina hanno notificato ad A2A ed all'istituto bancario terzo pignorato il decreto di anticipazione dell'udienza emesso in data 6 aprile 2016 dal Tribunale di Brescia su istanza di Pessina che ha anticipato al 27 aprile la udienza di dichiarazione di terzo. Successivamente a tale udienza, in data 2 maggio, Pessina ha notificato al terzo pignorato identificazione del credito che è stato pagato l'11 maggio per il valore di euro 38.524.290,56.

Il Gruppo, ha tenuto conto dell'esito del Lodo nella determinazione degli stanziamenti a fondi oneri e rischi futuri, stanziando integralmente l'importo del lodo più le spese, pur nel fermo convincimento delle proprie posizioni.

Vertenze canoni per derivazione acqua pubblica

Derivazioni di acqua pubblica per la produzione di energia idroelettrica in Lombardia

Nucleo di Mese

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. 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 impugnate da Edipower S.p.A. avanti il Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche di Milano, proponendo eccezione di incostituzionalità della norma regionale.

Identica condotta è stata adottata da Edipower per le annualità dei canoni 2014, 2015 e 2016, per le quali la Regione non ha ancora emesso le relative ingiunzioni di pagamento per la differenza.

Si segnala che identica questione concerne anche le grandi derivazioni in Lombardia di A2A, la quale tuttavia, in considerazione di specifiche circostanze ad essa proprie, corrisponde integralmente il canone preteso dalla Regione e poi agisce in giudizio per la ripetizione dell'eccezione.

Per i canoni di derivazione di acqua pubblica il Gruppo ha stanziato fondi rischi per 20,7 milioni di euro.

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 mesi 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 quantifica i danni asseritamente subiti dalla Carlo Tassara in conseguenza di tali operazioni, rinviando per la loro determinazione a quanto risulterà in corso di causa.

Nel corso della prima udienza, tenutasi il giorno 1° dicembre 2015, sono state discusse le eccezioni pregiudiziali e preliminari (principalmente, l'improcedibilità e l'ammissibilità dell'azione nonché il difetto di legittimazione attiva di Tassara).

Alla successiva udienza del 26 gennaio 2016 di precisazione delle conclusioni, dedicate prettamente a sviluppare le citate eccezioni, il giudice ha trattenuto la causa in decisione assegnando alle parti i termini per il deposito delle comparse conclusionali e delle memorie di replica.

Il Gruppo, avendo adempiuto a quanto previsto dalle norme in essere, non ritiene il rischio probabile per cui non ha stanziato nessun fondo.

* * *

In merito allo stato dei principali contenziosi fiscali si segnala quanto segue:

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 Abruzzoenergia S.p.A., per i periodi di imposta 2014 e 2015, una verifica generale ai fini IRES, IRAP e IVA. La verifica è tuttora in corso. Non è stato iscritto alcun fondo perché la verifica è ancora in corso.

A2A Reti Gas S.p.A. – COSAP Comune di Milano per gli anni dal 2003 al 2015

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 corso del 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. La società si è iscritta un fondo rischi per 2,4 milioni di euro.

A2A Ambiente S.p.A. (già Aprica S.p.A.) - Verifica generale IRES/IRAP/IVA per i periodi di imposta 2009 e 2010

Il 24 gennaio 2013 la Guardia di Finanza - Nucleo Polizia Tributaria di Brescia - ha aperto nei confronti della società Aprica S.p.A. (ora A2A Ambiente S.p.A.), per il periodo di imposta 2009, una verifica fiscale generale ai fini IRES, IRAP e IVA e, per il periodo di imposta 2010, una verifica dei soli adempimenti previsti dal Decreto Legge 78/2009 (cosiddetta Tremonti ter). La verifica si è conclusa il 25 marzo 2014. I rilievi emersi attengono a violazioni inerenti, prevalentemen-

te, ai fini delle imposte dirette. Il 31 luglio 2014 è stato notificato avviso di accertamento per l'anno 2009 per il quale la società ha fatto acquiescenza versando il dovuto in data 29 agosto 2014 e chiudendo così definitivamente la pretesa erariale. Per l'anno 2010, il 6 ottobre 2015, la Direzione Regionale delle Entrate di Milano ha notificato avviso di accertamento e, in data 1° dicembre 2015, la società ha presentato istanza di accertamento con adesione definitiva, a marzo 2016, con il pagamento delle somme dovute azzerando il fondo rischi a bilancio.

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. 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. La società si è iscritta un fondo rischi per 5,2 milioni di euro.

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., 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 Trading S.r.l. - Accertamenti IVA Certificati Verdi 2004 - 2010

L'Agenzia delle Entrate di Milano ha notificato ad A2A Trading S.r.l. 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. 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. 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. e, conseguentemente, non si è provveduto ad effettuare accantonamenti a fondo rischi.

A2A Trading S.r.l. 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.

5) Attività potenziali

Il Gruppo presenta al 31 marzo 2016 un'eccedenza di certificati ambientali (Certificati Verdi e Certificati Bianchi).

L'applicazione della Delibera n. 447/13 dell'AEEGSI potrebbe produrre benefici per il Gruppo A2A nei futuri esercizi, tuttavia ad oggi il relativo ammontare non è ancora determinabile.

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 l'esercizio 2015 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
al Resoconto
intermedio di gestione

1 - Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato

Denominazione	Sede	Divisa	Capitale sociale (migliaia)
Area di consolidamento			
A2A Reti Gas S.p.A.	Brescia	Euro	445.000
A2A Reti Elettriche S.p.A.	Brescia	Euro	520.000
A2A Calore & Servizi S.r.l.	Brescia	Euro	150.000
Selene S.p.A.	Brescia	Euro	3.000
A2A Servizi alla Distribuzione S.p.A.	Brescia	Euro	2.000
A2A Energia S.p.A.	Milano	Euro	2.000
A2A Trading S.r.l.	Milano	Euro	1.000
A2A Logistica S.p.A.	Brescia	Euro	250
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	Brescia	Euro	70.000
A2A Ambiente S.p.A.	Brescia	Euro	220.000
Aspem Energia S.r.l.	Varese	Euro	2.000
A2A Montenegro d.o.o.	Podgorica (Montenegro)	Euro	100
A2A Energiefuture S.p.A.	Milano	Euro	50
Mincio Trasmissione S.r.l.	Brescia	Euro	10
Abruzzoenergia S.p.A.	Gissi (CH)	Euro	130.000
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
Edipower S.p.A.	Milano	Euro	905.711
Ecofert S.r.l. in liquidazione	S. Gervasio Bresciano (BS)	Euro	100
A3A S.r.l.	Brescia	Euro	10
Ecodeco Hellas S.A. in liquidazione	Atene (Grecia)	Euro	60
Ecolombardia 18 S.r.l.	Milano	Euro	120
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
Amsa S.p.A.	Milano	Euro	10.000
Bellisolina S.r.l.	Montanaso (LO)	Euro	10
SED S.r.l.	Robassomero (TO)	Euro	1.250
Bergamo Servizi S.r.l.	Brescia	Euro	10
Elektroprivreda Cnre Gore AD Niksic (EPCG)	Niksic (Montenegro)	Euro	907.108
EPCG d.o.o. Beograd	Beograd (Serbia)	Dinar RSD	3.101
Zeta Energy d.o.o.	Danilovgrad (Montenegro)	Euro	14.240
Partecipazioni destinate alla vendita			
SEASM S.r.l.	Brescia	Euro	700

	% di partecipazione consolidata di Gruppo al 31 03 2016	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 Reti Gas 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 Energia 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%) A2A Reti Gas 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
	74,50%	74,50%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A Trading S.r.l.	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	60,00%	60,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	47,00%	47,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	A2A Reti Gas 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
	68,58%	68,58%	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
	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
	41,75%	41,75%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	EPCG	Consolidamento integrale
	57,86%	51,00%	EPCG	Consolidamento integrale
	67,00%	67,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale

2 - 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
Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.	Gardone Val Trompia (BS)	Euro	6.000
Ge.S.I. S.r.l.	Brescia	Euro	1.000
Centrale Termoelettrica del Mincio S.r.l.	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
Totale partecipazioni			

	Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al 31 03 2016 (migliaia)	Criterio di valutazione
	50,00%	AzA Alfa S.r.l.	2.914	Patrimonio netto
	50,00%	AzA S.p.A.	-	Patrimonio netto
	50,00%	AzA S.p.A.	-	Patrimonio netto
	50,00%	AzA Energia S.p.A.	1.560	Patrimonio netto
	49,00%	AzA S.p.A.	724	Patrimonio netto
	49,15%	AzA S.p.A. (48,77%) AzA Reti Gas S.p.A. (0,38%)	5.821	Patrimonio netto
	44,50%	AzA S.p.A.	1.849	Patrimonio netto
	45,00%	AzA S.p.A.	4	Patrimonio netto
	40,00%	AzA S.p.A.	780	Patrimonio netto
	40,00%	AzA S.p.A.	10	Patrimonio netto
	33,33%	AzA Energia S.p.A.	227	Patrimonio netto
	24,29%	AzA S.p.A.	769	Patrimonio netto
	23,94%	AzA S.p.A.	38.679	Patrimonio netto
	20,00%	AzA Calore & Servizi S.r.l.	638	Patrimonio netto
	12,47%	Aspem S.p.A.	-	Patrimonio netto
	52,00%	AzA Calore & Servizi S.r.l.	78	Patrimonio netto
	40,00%	Aprica S.p.A.	3.400	Patrimonio netto
	50,00%	AzA Ambiente S.p.A.	-	Patrimonio netto
	25,00%	AzA Ambiente S.p.A.	238	Patrimonio netto
	39,49%	AzA S.p.A.	12.067	Patrimonio netto
			69.758	

3 - Elenco delle attività finanziarie disponibili per la vendita

Denominazione	Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al 31 03 2016 (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.	5,83%	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 Ecocarbon	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
Consorzio Italiano Compostatori	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
Consorzio L.E.A.P.	9,50%	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.	4,94%	A2A S.p.A.	
S.I.T. S.p.A.	0,26%	Aprica S.p.A.	
Stradivaria S.p.A.	n.s.	A2A S.p.A.	

Denominazione	Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al 31 03 2016 (migliaia)
Tirreno Ambiente S.p.A.	3,00%	A2A Ambiente S.p.A.	
Prva banka Crne Gore A.D. Podgorica (*)	19,76%	EPCG	
DI.T.N.E.	1,45%	Edipower S.p.A.	
SIRIO S.C.P.A.	0,02%	Edipower S.p.A.	
ORIONE S.C.P.A.	0,22%	Edipower S.p.A.	
Totale altre attività finanziarie			5.989
Totale attività finanziarie disponibili per la vendita			8.270

(*) 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 attualmente vigente in Italia per la remunerazione della capacità produttiva è il cd. *capacity payment* che fu 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 in quei 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 di un gettito ex ante raccolto dalle bollette elettriche ed erogato tramite due corrispettivi (denominati CAP1 ed S) agli impianti esistenti 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*) che in seguito fu definito dalla Delibera 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 la capacità aggiudicata sui mercati dell'energia e dei servizi e a restituire alla controparte Terna la differenza tra i prezzi di riferimento e i prezzi *strike*. Inizialmente il *capacity market* prevedeva aste triennali con un orizzonte di pianificazione quadriennale. Con la Deliberazione 95/2015/1/eel l'Autorità ha proposto al MiSE di ridurre ad un anno il periodo intercorrente tra lo svolgimento dell'asta e la consegna, introducendo inoltre contratti di durata annuale (cd. fase di prima attuazione).

Ad agosto 2015 il Governo italiano ha pre-notificato alla DG *Competition* il meccanismo a regime ma non quello transitorio. La Commissione ha richiesto in questi mesi una serie di approfondimenti.

In attesa delle verifiche da parte della UE circa la compatibilità del meccanismo italiano con la disciplina degli aiuti di Stato, alcuni provvedimenti dell'Autorità non sono stati ancora attuati (Deliberazione 320/2014/R/eel e Deliberazione 95/2015/R/eel).

Ad aprile 2016 la Commissione Europea ha pubblicato un *interim report* a valle dell'indagine dalla stessa avviata nel 2015 sui meccanismi di remunerazione della capacità in 11 Stati membri. Dalla discussione a Bruxelles emerge l'esigenza di integrare l'attuale disegno di mercato, basato esclusivamente su mercati *spot*, con strumenti che permettano di fornire anche segnali a termine: il modello disegnato dal regolatore italiano (che ha profili di maggiore concorrenzialità di quello inglese già approvato dalla Commissione) risponde a queste caratteristiche e potrebbe essere preso a *best practice* anche dagli altri Paesi.

È prevedibile che ora, coerentemente con le osservazioni dell'*interim report*, si proceda al rapido avvio del *capacity market* in Italia i cui effetti, tuttavia, non sono attesi prima del 2018.

Nel frattempo, 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. I precedenti congruagli di Terna erano, infatti, stati determinati tenendo conto solo in parte delle modifiche introdotte con Delibere 564/2012/R/eel e 208/2013/R/eel al fine di rendere la distribuzione del gettito maggiormente coerente con le finalità del medesimo corrispettivo S. Il saldo netto per le società del Gruppo A2A (Edipower S.p.A. ed A2A Trading S.r.l.) è pari a circa 2,1 milioni di euro e sarà corrisposto in 12 rate mensili di uguale importo a partire dal 29 di aprile 2016.

Remunerazione impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

La Legge n. 116/14, di conversione del Decreto Legge n. 91/04, ha previsto, tra le altre misure volte alla riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti finali in bassa e media tensione, che fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" di collegamento tra Sicilia e Continente tutte le unità di produzione di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, siano considerate "essenziali" per la sicurezza del sistema elettrico, con obbligo di offerta sul mercato del giorno prima.

Dal 1° gennaio 2015 le modalità di offerta e remunerazione di tali unità sono state, pertanto, definite dall'Autorità.

Con riferimento alla centrale Edipower S.p.A. di San Filippo del Mela (Messina), la Deliberazione 663/2015/R/eel ha riconosciuto l'essenzialità del gruppo 150 kV per tutto il 2016 e del gruppo 220 kV fino all'entrata in esercizio del cavo Sorgente-Rizziconi, al momento prevista a giugno 2016.

La liquidazione dei saldi 2013 e 2014 da parte di Terna per il reintegro dei costi di San Filippo del Mela per effetto del regime di essenzialità in quegli anni è attesa nel corso del 2016.

Conferimento della capacità gas per gli impianti termoelettrici (CCGT)

Il conferimento della capacità di trasporto gas, oggi allocata su base annuale per ciascun anno termico, rappresenta uno dei costi fissi più rilevanti che i CCGT devono sostenere. Il corrispettivo è suddiviso in due parti: Exit dalla rete regionale e Riconsegna sul punto (PdR). Nel 2015 il costo del conferimento per i CCGT del Gruppo A2A è stato nell'ordine dei 25 milioni di euro (circa 6.000 €/MW).

L'Autorità con i DCO 409/2015 e 613/2015 ha proposto una revisione dei criteri di conferimento in vigore, inizialmente per i soli impianti di generazione elettrica ed eventualmente, in una fase successiva, anche per altre tipologie di PdR (industriali).

Tale intervento si rende necessario per far fronte alle accresciute esigenze di flessibilità degli impianti termoelettrici legata alla crescita delle rinnovabili. A ciò si aggiunge che il conferimento annuale, unitamente all'onerosità del sistema di penali, crea distorsioni perché privilegia la produzione da impianti che hanno capacità conferita disponibile anziché quelli più efficienti.

Il DCO 613/2015 prevede per i CCGT la variabilizzazione del corrispettivo in un regime di conferimento ex-post giornaliero (costo pari a 0,8-0,9 €cent/Smc per la sola Riconsegna), mantenendo comunque inalterato l'equilibrio in termini di copertura dei costi del servizio per il trasportatore. La variabilizzazione avrebbe anche effetti in termini di trasferimento del costo in modo più agevole sul prezzo all'ingrosso dell'energia.

La nuova regolazione avrebbe dovuto essere implementata nel 2016 ma, ad oggi, non si hanno previsioni in merito alla sua adozione da parte dell'Autorità.

Valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici per il periodo luglio 2012-agosto 2014 (escluso giugno 2014)

La Deliberazione n. 111/06 definisce le regole e i metodi di calcolo per la valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici, ossia degli scostamenti tra i programmi di immissione e di consumo e le effettive produzioni e prelievi.

La minimizzazione degli sbilanciamenti è auspicabile perché consente una 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.

A seguito di ricorso proposto da parte di alcuni operatori le Deliberazioni n. 342/2012, n. 239/2013 e n. 285/2013 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 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., Edipower S.p.A. e A2A Energia S.p.A. hanno presentato ricorso al TAR Lazio contro Terna perché non ha tenuto conto nei conguagli di questo avvio di procedimento (Terna ritiene, infatti, che la delibera non abbia modificato il quadro regolatorio per cui al momento non ha ancora restituito le partite compensate e resta in attesa della fine del procedimento).

Nel 2015 l'Autorità ha pubblicato due DCO, il n. 445 e il n. 623, non solo allo scopo di recepire le indicazioni del Consiglio di Stato ma anche per tutelare quegli utenti del dispacciamento che, nel periodo di applicazione della disciplina annullata, avevano messo in atto una programmazione in linea con il quadro regolatorio vigente e coerentemente con le finalità e le funzioni del servizio di dispacciamento.

È attesa per il primo semestre 2016 la pubblicazione definitiva della disciplina cui seguirà la ridefinizione delle partite economiche con Terna con la restituzione auspicabile dell'intero ammontare compensato al 30 giugno 2015.

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 Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012 che trova applicazione nei confronti degli impianti di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili diversi dagli impianti fotovoltaici.

Il suddetto decreto stabilisce che per gli 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 stabilita una procedura d'asta.

Il decreto prevede, 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), il riconoscimento di un incentivo corrisposto dal Gestore dei Servizi Energetici (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 244/2007;
- Re = è il prezzo di cessione dell'energia elettrica sul mercato, registrato nell'anno precedente e comunicato dall'Autorità.

Pertanto 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 (non ancora completamente definita) e previa registrazione degli impianti sul portale GRIN.

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 possibilità di bancare ed utilizzare il magazzino CV fino alla loro scadenza.

Il Gruppo dispone di Certificati Verdi come di seguito dettagliato:

Disponibilità Conto Titoli Industriale	Scadenza	MWh
CV 2014	31/03/2017	441.369
CV TLR 2014	31/03/2017	34.313
CV 2015	31/03/2018	581.390
CV TLR 2015	31/03/2018	68.003
Totale		1.125.075

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⁾.

(1) Le concessioni di Grosotto, Lovero e Stazzona sono scadute al 31 dicembre 2010 mentre quella di Premadio 1 al 28 luglio 2013 (Premadio 2 ha validità sino al 31 dicembre 2043). La concessione di Grosio scadrà al 16 novembre 2016 mentre le altre concessioni A2A (Nucleo Calabria) ed Edipower (Friuli e ValChiavenna) scadranno al 31 dicembre 2029 (ex D.Lgs n. 79/1999).

L'art. 37, comma 4, della Legge 134/2012, di conversione del D.L. "Sviluppo" 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 attuativo.

La mancata emanazione, ad oggi, del "D.M. Gare" configura inevitabile un'estensione di fatto della gestione da parte degli attuali concessionari anche di queste derivazioni scadute oltre il termine del 2017.

Il Governo, nell'ambito della costituzione in mora ricevuta dalla 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 normativo 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 di Edison, Italgas, LGH-Linea Energia (Resio) e A2A (Grosotto, Lovere, Stazzona e Cancano-Premadio I) 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 I, la Regione Lombardia pretende di cancellare, con effetto sin dalla scadenza del 28 luglio 2013, l'esenzione parziale dal canone demaniale della quale gode tale concessione. Le relative D.G.R. sono state, dunque, impugnate con un ricorso tuttora pendente innanzi al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche.

Infine, con l'art. 62 della Legge 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 2015 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.

I canoni aggiuntivi corrisposti da A2A S.p.A. e da Edipower S.p.A. nel 2006 e 2007 sono pari a circa 11,5 milioni di euro tra versamenti allo Stato (9,6 milioni di euro interessi inclusi) e alle amministrazioni comunali (1,9 milioni di euro). Si sta procedendo al recupero delle somme versate allo Stato che utilizzerà i proventi delle aste delle quote CO₂ per effettuare i rimborsi auspicabilmente nel 2016.

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. 91/14, la Legge 116/14 e la Delibera dell'Autorità 578/2013/R/eel definiscono il quadro dei SEU che possono essere ricondotti ad uno schema in cui vi è 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 devono 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 delle 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 sono possibili revisioni della normativa SEU - e dei benefici connessi - alla luce delle Linee Guida UE sugli Aiuti di Stato.

REMIT - Regolamento sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso

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 presentati che transazioni concluse (obbligo di *reporting*).

In tema di informazioni privilegiate già dal 2011 A2A Trading S.r.l. ed Edipower S.p.A. pubblicano sui siti web le indisponibilità degli impianti di generazione maggiori di 100 MW. Si sta procedendo all'adesione alla piattaforma P.I.P. implementata dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

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'adempiimento. I dati da segnalare riguardano i contratti standard conclusi su mercati organizzati e quelli non standard conclusi bilateralmente fuori dai mercati organizzati, 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.

Per poter effettuare le comunicazioni ad ACER occorre registrarsi presso il Registro nazionale degli operatori di mercato istituito presso l'Autorità. Sono iscritte al Registro dell'Autorità:

- dal 7 ottobre 2015: A2A Trading S.r.l. ed Edipower S.p.A. per le quali l'obbligo di *reporting* decorreva da tale data (operazioni sui mercati organizzati);
- dal 7 aprile 2016: A2A Energia S.p.A., A2A S.p.A., A2A Calore e Servizi S.r.l., A2A Ambiente S.p.A., Aspem Energia S.r.l., Metamer S.r.l., PremiumGas S.p.A. e Retragas S.r.l. per le quali l'obbligo di *reporting* decorreva da tale data (contratti non standard).

È prevista una sanzione amministrativa pecuniaria da 10.000 a 200.000 euro per ciascun operatore che agisce nei mercati energetici all'ingrosso oggetto dell'obbligo senza essere registrato.

L'art. 22 della Legge 30 ottobre 2014, n. 61, attribuisce inoltre all'Autorità poteri di indagine e di sanzione sull'applicazione del REMIT.

Business Unit Commerciale

DdL concorrenza e Tutela SIMILE: 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 (cd. DdL Concorrenza), tuttora in discussione al Senato nell'ambito del processo di conversione in Legge, il quale dispone tra l'altro il superamento del regime di tutela (gas) e maggior tutela (elettrica) a far data dal 1° gennaio 2018. L'assetto operativo di tale superamento sarà delineato da un successivo Decreto MiSE.

L'iter da conversione in legge ha subito molti rallentamenti, tra cui le recenti dimissioni del Ministro competente.

L'Autorità tuttavia, in parallelo, ha portato avanti un proprio percorso di riforma intrapreso con la Delibera 271/2015/R/com (cd. *Roadmap*) al fine di promuovere il superamento del regime di maggior tutela, pubblicando i DCO 421/2015/R/eel e 75/2016/R/eel, con cui ha illustrato il meccanismo transitorio della Tutela SIMILE (come "Tutela Simile ad una fornitura del Mercato Libero di Energia Elettrica") da implementare nel 2017 nei confronti dei clienti BT altri usi e dei clienti domestici (circa 25 milioni di POD per 58 TWh).

Con riferimento a tale tipologia di clienti, si propone l'evoluzione dell'attuale servizio di maggior tutela a servizio universale (di ultima istanza), caratterizzato da un'innovazione dei meccanismi di prezzo, determinati prendendo a riferimento le quotazioni *forward* di MGP. Il fornitore rimarrebbe Acquirente Unico. Il livello dei prezzi in aumento dovrebbe essere un incentivo alla transizione al mercato libero.

Contestualmente l'Autorità propone di introdurre un nuovo servizio denominato Tutela Simile, di durata annuale non rinnovabile, nell'ambito del quale il Regolatore continuerebbe a vigilare sulle condizioni contrattuali e sulle strutture di prezzo (sconto sul prezzo del servizio universale) ma non sul livello di questi ultimi. Tale servizio verrebbe erogato da fornitori del mercato libero selezionati da Acquirente Unico.

Unbundling funzionale e Brand unbundling

L'Autorità con Deliberazione 296/2015/R/com ha disposto, tra l'altro, che le attività commerciali relative all'attività di vendita di energia elettrica nel mercato libero e l'esercizio del servizio di maggior tutela vengano svolte tramite l'utilizzo di canali informativi, spazi fisici e personale separati.

A2A Energia S.p.A. ha impugnato il provvedimento, limitatamente all'art. 17.9 (di cui ha chiesto anche la sospensiva) 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 prevedere meccanismi per la copertura dei costi da ciò derivanti. L'udienza di merito è prevista per il 12 maggio 2016.

Circa la copertura dei costi, la Delibera 659/2015/R/eel ha tuttavia previsto che, nell'ambito del primo aggiornamento annuale della componente RCV (dal 2017), si terrà conto dei costi connessi al *debranding* tra mercato libero e maggior tutela.

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 2015), 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. L'importo complessivo del canone sarà suddiviso in 10 rate mensili che verranno addebitate nell'ambito delle fatture destinate ai clienti a cui vengono applicate tariffe per residenti (se non esenti) a partire dal prossimo mese di luglio.

Per la completa attuazione di quanto sopra previsto il MiSE, di concerto con il Ministero delle Finanze, ha redatto uno schema di Decreto, che dovrà essere rivisto alla luce delle criticità rilevate dal parere del Consiglio di Stato.

Alle imprese investite dall'attività di riscossione del canone saranno riconosciuti i relativi costi nella misura di 14 milioni di euro per il 2016 e altri 14 milioni di euro per il 2017. Tali costi verranno rimborsati dall'Agenzia delle Entrate e saranno ripartiti tra i vari operatori sulla base di criteri che verranno definiti dall'Autorità che dovrà anche stabilire i contenuti e le modalità attraverso cui le imprese devono rendere disponibili le informazioni sui costi/investimenti sostenuti.

Nell'ambito di un Tavolo ad hoc, costituito tra le associazioni degli operatori, l'Acquirente Unico, e l'Agenzia delle Entrate sono state individuate le modalità operative ed i flussi informativi funzionali all'implementazione delle disposizioni dello schema di Decreto, ed in particolare

le modalità e tempi per la comunicazione da parte dell'Agenzia delle Entrate dell'elenco dei cittadini ai quali dovrà essere addebitato il canone.

A partire da fine aprile sono previsti i primi trasferimenti del set di informazioni tramite il Sistema Informativo Integrato implementato dall'Acquirente Unico.

Servizio di tutela gas:

a) revisione delle condizioni economiche

La Deliberazione 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 (data oltre la quale, ai sensi del DdL Concorrenza, potrebbe essere prevista la cessazione delle tutele di prezzo).

La componente a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso (C_{mem}) rimarrà definita in base alla vigente 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 ad alla copertura di alcuni rischi è stata rivista al rialzo rimodulando il riconoscimento di alcuni rischi. Viene, infine, prevista l'estensione al 31 dicembre 2017 dell'applicazione della componente GRAD, rimodulata al fine di mantenere invariato il gettito atteso.

La revisione delle componenti CCR e GRAD ha un impatto positivo di circa 730.000 euro sul biennio 2016/2017. Infine si prevedono benefici indiretti sui contratti a mercato libero a partire dal 2018 per l'innalzamento del *benchmark* di prezzo.

b) meccanismo A_{PR} di incentivazione per la rinegoziazione dei contratti pluriennali gas

Con Delibera 447/2013/R/gas l'Autorità ha introdotto un meccanismo per promuovere la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale in base al quale i venditori ammessi al meccanismo acquisiscono il diritto al riconoscimento di un importo «compensativo» che verrà quantificato nel mese di ottobre 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 (A_{PR}).

Il valore unitario dell'elemento A_{PR} è stato inizialmente quantificato pari a 0,856801 €/GJ; esso è soggetto ad aggiornamento annuale da parte dell'Autorità in ragione dell'andamento dello *spread* tra P_{top} (costo di approvvigionamento da contratti *long term*) e C_{mem} (prezzo *spot*).

Al momento sono già stati definiti i primi 2 acconti, pari ciascuno al 40% dell'importo complessivo, ma è anche necessario stimare il rischio di riduzione dell'ammontare riconosciuto se non di restituzione delle somme già incassate.

Come risulta dalla Delibera 556/2015/R/Gas, il Conto istituito presso la Cassa Conguaglio per la copertura del meccanismo A_{PR} , alimentato dalla componente C_{PR} pagata dai clienti finali, non è capiente per l'erogazione del secondo acconto e, pertanto, l'Autorità ha dato mandato di procedere a pagamenti pro-quota.

c) applicazione di un coefficiente riduttivo alla componente QE

Con Delibera ARG/gas 89/10 l'Autorità, a fronte di mutamenti dello scenario di riferimento determinati da una fase congiunturale di riduzione dei consumi, da un eccesso di offerta e da una rinegoziazione al ribasso dei contratti gas di tipo *take or pay*, ha ritenuto opportuno trasferire ai clienti finali i potenziali 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).

Tale revisione è stata confermata dalla successiva Delibera ARG/gas 77/11 che ha disposto la proroga fino al 30 settembre 2012 di tale meccanismo, rivedendo leggermente al rialzo il valore del coefficiente k (da 0,925 a 0,935).

A2A Energia (comprese ex ASMEA e ex BAS Omniservizi) e Plurigas 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 Deliberazione ARG/gas 77/11.

Nel marzo del 2013 il TAR si è espresso a favore delle società 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.

Con l'Ordinanza collegiale n. 288/2016 il Consiglio di Stato ha richiesto ulteriori informazioni, ritenendo di dover svolgere approfondimenti nei confronti dell'Autorità e degli operatori ricorrenti. L'udienza di merito è stata fissata il 22 settembre 2016.

In ogni caso, anche nell'ipotesi di vittoria delle ricorrenti al Consiglio di Stato è, comunque, prevedibile attendersi un provvedimento dell'Autorità che ridetermini le tariffe per quegli anni.

Business Unit Ambiente

Testo Unico sui Servizi Pubblici Locali di Interesse Economico Generale

Il Consiglio dei Ministri il 20 gennaio scorso ha adottato lo schema di D.Lgs. recante “Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale”. Il testo è stato trasmesso al Parlamento per i pareri non vincolanti delle Commissioni (probabilmente Affari Costituzionali). Dopodiché il Governo emanerà il testo finale per la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale.

L'articolo 16 attribuisce poteri di regolazione, controllo e sanzionatori all'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico sul ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, allo scopo di garantire accessibilità, fruibilità e diffusione omogenee sul territorio nazionale e adeguati livelli di qualità in condizioni di efficienza ed economicità della gestione, armonizzando gli obiettivi economico-finanziari con quelli generali di carattere sociale ambientale e di impiego appropriato delle risorse.

A seguito di tale attribuzione la denominazione dell'AEEGSI varierà in Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA).

A tal fine, con Delibera 78/16/A l'Autorità ha avviato un procedimento per il riassetto organizzativo a seguito dell'attribuzione delle nuove funzioni nell'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 *upgrading*, raggiunge la qualità del gas naturale e, rispettando le caratteristiche chimico-fisiche previste nelle direttive dell'Autorità, è idoneo alla successiva fase di utilizzo.

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 sono in via di approvazione: (a) il Codice di rete del trasporto da parte dell'Autorità; (b) 2 documenti tecnici redatti dalle Associazioni di Categoria (implementazione ex art. 6 della Delibera 46/2015 e di un altro sullo "standard" di regole di connessione). Inoltre il CIG deve pubblicare la norma tecnica di aggiornamento sul biometano ai fini dell'immissione in rete.

B) Sistema di incentivazione che dipende dall'utilizzo che viene fatto del biometano:

- 1) cogenerazione
- 2) immissione in rete
- 3) uso autotrazione.

È prevista una revisione del D.M. 5 dicembre 2013 che definisce il quadro dell'incentivazione per uso autotrazione tramite il riconoscimento di Certificati denominati CIC (Certificati di Immissione in Consumo del biometano) nella direzione di un allargamento e maggior fruibilità dell'incentivo.

Il presidio delle due tematiche, tecnica e ministeriale, è necessario al fine di supportare gli investimenti in via di definizione da parte del Gruppo.

Energia destinata ai servizi ausiliari per i termoutilizzatori in regime Cip 6/92

In esito alla chiusura di alcuni procedimenti ispettivi avviati dall'Autorità per il tramite del GSE presso alcuni termoutilizzatori del Gruppo in regime CIP 6/92, è stata richiesta la restituzione di una parte degli incentivi ricevuti, considerati indebitamente percepiti negli anni di vigenza delle relative convenzioni di ritiro con il GSE.

La questione verte sulle modalità di computo dei cd. consumi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di centrale che sono stati ritenuti sottostimati rispetto al forfait definito nella convenzione con una conseguente maggior energia ceduta/pagata al/dal GSE.

Le società interessate hanno presentato ricorso contro le richieste di restituzione, ma sia il TAR Lombardia che il Consiglio di Stato hanno rigettato i ricorsi, confermando l'obbligo di restituire parte degli incentivi CIP 6 erogati alle controllate Ecodeco S.r.l. - oggi A2A Ambiente S.p.A. - ed Ecolombardia 4 S.p.A..

Per Ecolombardia 4 S.p.A., a seguito di ulteriori approfondimenti effettuati, l'Autorità con la Delibera 10 marzo 2016 n. 94/2016/E/efr ha rideterminato in riduzione (circa 0,8 milioni di euro) gli importi dovuti dalla società.

Sono, tuttavia, ancora aperte alcune istruttorie:

- a) nel febbraio 2015 il GSE ha effettuato una verifica ispettiva presso il termovalorizzatore di Bergamo (Goltara) in regime CIP 6 fino al giugno 2015. Alla luce degli elementi acquisiti durante la verifica, il GSE con lettera del 5 agosto 2015 ha ritenuto, tra le altre cose, che l'energia incentivata sia stata sovrastimata con riferimento al periodo 2010-2014 per una sottostima dell'energia destinata ad alimentare i servizi ausiliari (quest'ultima calcolata a forfait in base alla convenzione e non tenendo conto dei reali consumi dei servizi ausiliari imputati alla produzione). Gli esiti della verifica sono stati trasmessi all'Autorità per i seguiti di competenza. Nel frattempo la società ha chiesto accesso agli atti al GSE;
- b) a seguito della verifica ispettiva effettuata dal GSE nei giorni 5 e 6 luglio 2012 presso il sito di Corteolona (PV) sono emerse alcune problematiche relative alle Piazzole Biogas 1 (in regime CIP 6) e Biogas 2 (in regime CV). Sono per entrambi in corso accertamenti, rispettivamente, da parte dell'Autorità e da parte del GSE.

Regolazione dei servizi pubblici locali e scadenza delle concessioni

I servizi pubblici locali sono oggi disciplinati oltre che dalle norme di settore (quali, per quanto di interesse, il D.Lgs. 152/06) anche dall'art. 34, commi 20-26 del Decreto Legge 18 ottobre 2012, n. 179 recante "Ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese" (cd. "Decreto Crescita 2.0"), convertito con Legge 17 dicembre 2012 n. 221 e modificato con Legge n. 9/2014, nonché con la Legge 15/14. In particolare, la norma prevede che gli affidamenti diretti assentiti alla data del 1° ottobre 2003 a società a partecipazione pubblica già quotate in borsa a tale data e a quelle da esse controllate ai sensi dell'art. 2359 c.c., cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto. Al contrario, per gli affidamenti a quotate che non prevedono una data di scadenza è invece prevista la cessazione, improrogabile e senza necessità di un'apposita delibera dell'ente, al 31 dicembre 2020.

Con Legge 29 luglio 2015, n. 115, art. 8 comma 1, il comma 22, è stato modificato fissando una nuova disciplina per le società che siano divenute controllate da quotate dopo il 31 dicembre 2004 - caso non applicabile ad Aprica S.p.A. -, in esecuzione di operazioni societarie effettuate in assenza di procedure conformi ai principi e alle disposizioni dell'Unione Europea applicabili all'affidamento, prevedendo una cessazione dell'affidamento al 31 dicembre 2018 o alla scadenza prevista nel contratto di servizio o negli atti che regolano il rapporto se sottoscritti anteriormente. Si segnala altresì che la Legge 7 agosto 2015 n. 124 agli artt. 18 e 19 fissa criteri di delega rispettivamente per il riordino della disciplina in materia di partecipazioni societarie delle amministrazioni pubbliche e per il riordino della disciplina in materia di servizi pubblici locali di interesse economico generale, decreti legislativi quindi, che una volta emessi saranno valutati per la definizione dei relativi impatti.

Testo Unico dell'Ambiente

Il Decreto Legislativo 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 in particolare 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 oggi dettata dal D.Lgs. 133/05 sarà introdotta nel D.Lgs. 152/06, nel testo dettato dal D.Lgs. 46/14.

Con riferimento ai procedimenti avviati dai gestori di impianti esistenti che, a seguito dell’introduzione delle modifiche introdotte dal decreto medesimo, sono risultati ricadere in disciplina AIA e dunque hanno dovuto presentare istanza ex novo, il D.L. 92/2015 ha rettificato l’art. 29 del D.Lgs. 46/2014 prevedendo che “L’autorità competente conclude i procedimenti avviati in esito alle istanze di cui al comma 2, entro il 7 luglio 2015. In ogni caso, nelle more

della conclusione dei procedimenti, le installazioni possono continuare l'esercizio in base alle autorizzazioni previgenti, se del caso opportunamente aggiornate a cura delle autorità che le hanno rilasciate, a condizione di dare piena attuazione, secondo le tempistiche prospettate nelle istanze di cui al comma 2, agli adeguamenti proposti nelle predette istanze, in quanto necessari a garantire la conformità dell'esercizio dell'installazione con il Titolo III-bis, della Parte seconda del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152".

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 Sblocca Italia – disposizioni in materia di termoutilizzazione

La G.U. n. 212 del 12 settembre 2014 ha pubblicato il D.L. 133/2014 (cd. "Sblocca 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.

Tali impianti costituiranno infrastrutture di preminente interesse nazionale. Per gli esistenti, la norma precisa che sarà necessario prevedere il funzionamento a saturazione del carico termico, con conseguente modifica dei provvedimenti autorizzativi laddove non vi sia già prescritta. I nuovi impianti dovranno essere realizzati in modo conforme alla classificazione di impianti di recupero energetico (formula efficienza energetica per attività R1).

Infine, per gli impianti di recupero energetico, non sussistendo vincoli di bacino, è prevista una priorità per il trattamento dei rifiuti urbani regionali e, solo per la disponibilità residua autorizzata, per i rifiuti urbani prodotti in altre regioni.

D.M. 30 marzo 2015 Verifica di Impatto Ambientale (VIA)

Sulla G.U. 11 aprile 2015, n. 84 è stato pubblicato il D.M. 30 marzo 2015 concernente le "Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti

di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla Legge 11 agosto 2014, n. 116”.

Tali linee guida forniscono indirizzi e criteri per l'espletamento della procedura di verifica di assoggettabilità a VIA (art. 20 del Decreto Legislativo n. 152/2006) dei progetti, relativi ad opere o interventi di nuova realizzazione, elencati nell'allegato IV alla parte seconda del Decreto Legislativo n. 152/2006, al fine di garantire una uniforme e corretta applicazione su tutto il territorio nazionale delle disposizioni dettate dalla Direttiva 2011/92/CE.

Le linee guida integrano i criteri tecnico-dimensionali e localizzativi utilizzati per la fissazione delle soglie già stabilite nell'allegato IV alla parte seconda del Decreto Legislativo n. 152/2006 per le diverse categorie progettuali, individuando ulteriori criteri contenuti nell'allegato V alla parte seconda del Decreto Legislativo n. 152/2006, ritenuti rilevanti e pertinenti ai fini dell'identificazione dei progetti da sottoporre a verifica di assoggettabilità a VIA. Tali linee guida si applicano a tutti i progetti per i quali la procedura di verifica di assoggettabilità o la procedura autorizzativa è in corso alla data di entrata in vigore del presente decreto.

Legge 22 maggio 2015 n. 68 (cd. Delitti contro l'ambiente)

La Legge 22 maggio 2015, n. 68 introduce nuovi reati in campo ambientale. In sintesi, il provvedimento inserisce nel codice penale il nuovo Titolo VI-bis “Disposizioni in materia di delitti contro l'ambiente”, che comprende, tra gli altri, i seguenti nuovi reati: inquinamento ambientale, disastro ambientale, traffico e abbandono di materiale ad alta radioattività, impedimento del controllo, omessa bonifica.

Tra le altre novità introdotte si evidenziano l'aggravante ambientale, applicabile a tutti i fatti già previsti come reato e il cd. ravvedimento operoso, che comporta una diminuzione della pena per colui il quale si adoperi concretamente alla messa in sicurezza, bonifica e ove possibile al ripristino dello stato dei luoghi.

D.Lgs. 4 luglio 2014 n. 102 (Diagnosi Energetica)

L'art. 8 del D.Lgs. 4 luglio 2014 n. 102, recepimento della Direttiva UE 27/2012, introduce l'obbligo della Diagnosi Energetica, per le attività a forte consumo di energia e per le Grandi Imprese. La diagnosi deve essere effettuata secondo i criteri contenuti nell'Allegato 2 del decreto stesso ed i risultati vanno comunicati ad Ispra ed Enea, per la prima volta, entro il 5 dicembre 2015 e successivamente ogni 4 anni.

Le Imprese soggette ad obbligo sono:

- imprese a forte consumo di energia (Energivori secondo ex D.L. 83/2012, D.M. 05 aprile 2013) indipendentemente dalla loro dimensione. Sono imprese a forte consumo di energia, ex D.L. 83/2012, le imprese per le quali, nell'annualità di riferimento, si sono verificate entrambe le seguenti condizioni:
 - abbiano utilizzato, per lo svolgimento della propria attività, almeno 2,4 GWh di energia elettrica oppure almeno 2,4 GWh di energia diversa dall'elettrica;
 - il rapporto tra il costo effettivo del quantitativo complessivo dell'energia utilizzata per lo svolgimento della propria attività, determinato ai sensi dell'articolo 4, e il valore del fatturato, determinato ai sensi dell'articolo 5, non sia risultato inferiore al 3%.
- Grandi Imprese (imprese che occupino più di 250 persone, il cui fatturato annuo superi i 50 milioni di euro o il cui bilancio annuo superi i 43 milioni di euro).

Le aziende certificate ISO 50001, EN ISO 14001 o in EMAS non hanno l'obbligo della Diagnosi Energetica, se il loro sistema prevede un *audit* energetico realizzato in conformità ai dettati di cui all'allegato 2 al D.Lgs. n. 102/14.

Decreto 7 agosto 2015 – Classificazione dei rifiuti radioattivi

Sulla Gazzetta Ufficiale n. 191 del 19 agosto 2015 è stato pubblicato il decreto 7 agosto 2015 del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello Sviluppo Economico, dal titolo "Classificazione dei rifiuti radioattivi ai sensi dell'art. 5 del Decreto Legislativo 4 marzo 2014 n. 45". Tale decreto sostituisce la Guida Tecnica 26 del 1987 che si basava sulle proprietà radioattive dei rifiuti. Questo nuovo decreto considera anche le specifiche condizioni esentive che saranno presenti nelle nuove norme di Radioprotezione che dovranno essere attuate entro il 6 febbraio 2018 in recepimento alla Direttiva 2013/59/Euratom.

"Environmental management systems": nuova norma ISO 14001:2015 in data 15 settembre 2015

Il 15 settembre 2015, l'*International Organization for Standardization* (ISO) ha pubblicato la nuova edizione 2015 della norma ISO 14001 "*Environmental management systems - Requirements with guidance for use*", che sostituisce la ISO 14001:2004.

Come nelle precedenti rivisitazioni della norma, è previsto un periodo transitorio della durata di 3 anni dalla data di pubblicazione, durante il quale le aziende potranno aggiornare il proprio sistema di gestione.

La nuova edizione della norma presenta rilevanti novità rispetto alla precedente. Gli elementi di novità hanno l'intento di integrare il Sistema di Gestione Ambientale con le strategie aziendali e orientare l'organizzazione ad una gestione sostenibile, nell'ambito del contesto in cui l'azienda opera le novità sono legate al concetto di rischio, che viene integrato all'interno della qualità e nella gestione ambientale e coinvolge tutti i settori dell'impresa.

Per quanto attiene lo standard ISO 14001 ed. 2015 viene confermata l'esigenza di sviluppare maggiormente il controllo sugli aspetti ambientali considerando la prospettiva del "ciclo di vita" del prodotto, ad esempio considerando le implicazioni derivanti dall'utilizzo del prodotto e la fine vita dello stesso.

Delibera Albo Gestori Ambientali 16 settembre 2015 n. 2 – Modifica criteri categorie

La Delibera dell'Albo Gestori Ambientali 16 settembre 2015, n. 2 "Criteri per l'applicazione dell'articolo 8, comma 2, del Decreto 3 giugno 2014, n. 120, del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con i Ministri dello sviluppo economico e delle infrastrutture e dei trasporti" fissa i criteri per l'applicazione delle disposizioni dell'art. 8, comma 2 del D.M. 3 giugno 2014, n. 120.

Secondo tale delibera le iscrizioni nelle categorie 4 e 5 consentono l'esercizio delle attività di cui alle categorie 2-bis e 3-bis se lo svolgimento di queste ultime attività non comporta variazioni della categoria, della classe e della tipologia dei rifiuti per le quali l'impresa è iscritta; i criteri per l'applicazione di tale disposizione devono essere stabiliti dal Comitato nazionale.

L'art.1 stabilisce che l'impresa autorizzata all'esercizio della professione di autotrasportatore per conto di terzi e munita di veicoli immatricolati ad uso di terzi che intende iscriversi nella categoria 5 può, compatibilmente con le caratteristiche tecniche e gli eventuali vincoli autorizzativi dei veicoli, essere iscritta per trasportare, oltre ai rifiuti speciali pericolosi prodotti da terzi e ai rifiuti speciali pericolosi dei quali la stessa impresa risulti essere produttore iniziale o nuovo produttore, anche:

- a) i rifiuti speciali non pericolosi prodotti da terzi e i rifiuti speciali non pericolosi dei quali l'impresa risulti essere nuovo produttore di cui alla categoria 4 o produttore iniziale di cui alla categoria 2-bis;
- b) i rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi dei quali l'impresa fa commercio o che richiede per trasporti funzionali all'impianto o agli impianti che costituiscono la sua attività economicamente prevalente;
- c) i RAEE di cui alla categoria 3-bis per le attività di trasporto svolte in nome dei distributori di apparecchiature elettriche ed elettroniche nei limiti di quanto disposto dagli articoli 2 e 6 del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto

con i Ministri dello sviluppo economico e della salute, 8 marzo 2010, n. 65. In tali casi nel provvedimento d'iscrizione è riportata, accanto al codice del rifiuto, la seguente indicazione: “con le limitazioni al trasporto previste dal D.M. 65/2010”.

L'art.2 stabilisce invece che l'impresa autorizzata all'esercizio della professione di autotrasportatore per conto di terzi e munita di veicoli immatricolati ad uso di terzi che intende iscriversi nella categoria 4 può, compatibilmente con la struttura tecnica e gli eventuali vincoli autorizzativi dei veicoli, essere iscritta per trasportare, oltre ai rifiuti speciali non pericolosi prodotti da terzi e ai rifiuti speciali non pericolosi dei quali l'impresa risulti essere nuovo produttore, anche:

- d) i rifiuti speciali non pericolosi e i rifiuti speciali pericolosi di cui alla categoria 2-bis dei quali l'impresa risulti essere produttore iniziale;
- e) i RAEE di cui alla categoria 3-bis per le attività di trasporto svolte in nome dei distributori di apparecchiature elettriche ed elettroniche nei limiti di quanto disposto dagli articoli 2 e 6 del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con i Ministri dello sviluppo economico e della salute, 8 marzo 2010, n. 65. In tali casi nel provvedimento d'iscrizione è riportato, accanto al codice del rifiuto, la seguente indicazione: “con le limitazioni al trasporto previste dal D.M. 65/2010”.

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”.

Come si può leggere nell'art.1 dello stesso documento la direttiva è volta a disciplinare alcuni aspetti della conduzione dei procedimenti di rilascio, riesame, aggiornamento e verifica di attuazione dei provvedimenti di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per i quali il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare è l'Autorità Competente, al fine di codificare alcune buone prassi operative, sulla base dell'esperienza maturata nell'ultimo decennio da questo Ministero in qualità di Autorità Competente AIA.

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'obbligo di iscrizione al SISTRI (con le conseguenti sanzioni per gli inadempienti), mentre slittano 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%.

Altri provvedimenti di interesse

Nel dicembre 2014 sono stati emanati due atti regolamentari comunitari attinenti alla classificazione dei rifiuti: il Regolamento 2014/1357/UE (in vigore dal 1° giugno 2015) e la Decisione 2014/955/UE.

Si segnala, altresì, il D.M. 24 giugno 2015 che modifica il precedente D.M. 27 settembre 2010, relativo alla definizione dei criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica, il quale introduce nuovi criteri per la gestione dei rifiuti pericolosi, nonché ulteriori prescrizioni in merito all'applicabilità di alcuni parametri (TOC, DOC, TSD).

Infine, il D.L. 19 giugno 2015, n. 78, recante disposizioni urgenti in materia di enti territoriali, convertito in Legge n. 125 il 6 agosto 2015, all'art.7, comma 9-ter ha fissato provvisoriamente i criteri per l'attribuzione della caratteristica di pericolo ecotossico ai rifiuti ed ha confermato l'adozione dei criteri stabiliti dall'ADR.

Sulla Gazzetta Ufficiale n. 302 del 30 dicembre 2015 è stato pubblicato il Decreto Legge 30 dicembre 2015, n. 210 "Proroga di termini previsti da disposizioni legislative", convertito con Legge 25 febbraio 2016 n. 21. In materia ambientale le principali novità e differimenti riguardano il SISTRI, lo slittamento al 1° gennaio 2017 del termine di adeguamento per i grandi impianti di combustione per i quali sono state presentate istanze di deroga e per finire la posticipazione al 29 febbraio 2016 del divieto di conferimento dei rifiuti urbani, con potere calorifico inferiore a 13.000 kJ/kg, in discarica.

Business Unit Reti e Calore

Unbundling funzionale e Brand unbundling

L'Autorità con Deliberazione 296/2015/R/com 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, in particolare, 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, della Delibera 296/2015/R/com che consente la gestione congiunta da parte dell'impresa verticalmente integrata delle attività infrastrutturali svolte in regime di monopolio o affidamento, è stata costituita la società Unareti S.p.A., operativa dal 1° aprile 2016, che ad 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..

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. 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. 226/11 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 recente D.L. 210/2015 (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 la Deliberazione 571/2014/R/gas ha modificato lo schema di contratto di servizio tipo per la distribuzione del gas naturale, ed infine, con Deliberazione 407/2015/R/gas, ha modificato le disposizioni adottate con Deliberazione 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%.

È atteso un D.M. del MiSE sui certificati bianchi che dovrebbe tener conto degli obiettivi derivanti dalle gare gas, condizione che consentirebbe di innalzare al 100% il valore del contributo tariffario percepito dai vincitori a fronte della realizzazione di interventi di efficienza nell'ambito di gara.

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 A2a 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 bando suddetto è pari a 1.369 milioni di euro per 12 anni. Nel bando si rende noto il disaccordo tra la Stazione Appaltante e A2a Reti Gas S.p.A. in merito all'ammontare del VIR degli impianti a causa del trattamento dei contributi su cui pende un contenzioso. A2a Reti Gas ha, infatti, impugnato le Linee Guida e tutti gli atti della Stazione Appaltante relativi alla definizione del VIR, oltre che il D.M. 20 maggio 2015, n. 106 (diversamente il ricorso avverso le Linee Guide sarebbe divenuto improcedibile).

La scadenza per il ricevimento delle offerte da parte della Stazione Appaltante era stata fissata per il 13 giugno 2016 con apertura delle buste il 12 luglio 2016. In data 7 maggio 2016 le scadenze

sono state prorogate al 17 ottobre 2016 per la presentazione delle offerte e all'11 novembre 2016 per l'apertura delle buste. L'offerta presentata avrà una validità di 360 giorni.

Le offerte saranno valutate in coerenza con i criteri previsti dal D.M. 226/11 e s.m.i.: l'offerta economica avrà un peso di 28 punti su 100, mentre quella tecnica di 72 punti su 100.

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

La Deliberazione 646/2015/R/eel (TIQE 2016-2023) contiene numerose disposizioni volte alla promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione. Tuttavia, la quasi totalità di tali meccanismi è presente solo in termini di obiettivi generali e le linee guida inerenti il loro funzionamento dovranno essere sviluppate tramite opportuni tavoli di lavoro condivisi dove parteciperanno i distributori, l'Autorità e Terna (tra cui si ricorda quello sulla resilienza del sistema elettrico, avviato in data 1° aprile 2016).

In particolare, l'art. 134 del TIQE prevede 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 previsto un regime di premi/penalità di tipo *output based* correlato alla differenza di capacità tra prima e dopo gli interventi di bonifica delle colonne.

Nei prossimi mesi sono previsti ulteriori incontri con l'Autorità per la definizione delle principali caratteristiche del piano e dell'incentivazione, finalizzati alla pubblicazione dei criteri per redazione del piano e il meccanismo premi-penalità validi fino al 2019.

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.

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 multiservizio (*smart water grid*, integrazione con sistemi di mobilità avanzata, ecc.). Ad ogni distributore selezionato sarà riconosciuto un contributo per il costo sostenuto.

Contatori 2.0 dell'energia elettrica in BT e relativi sistemi di misurazione

Con Delibera 87/2016/R/eel l'Autorità ha definito i:

- a) requisiti funzionali o specifiche abilitanti della versione immediatamente disponibile (o versione 2.0) dei misuratori dell'energia elettrica in BT (Allegato A)
- b) livelli attesi di *performance* dei relativi sistemi di *smart metering* di seconda generazione (sistemi di misurazione 2G) (Allegato B)

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 soluzione tecnologiche standardizzate che consentano di definire funzionalità incrementalmente per misuratori da installare successivamente alla definizione delle specifiche funzionanti abilitanti la versione 2.1 (Allegato C).

Il provvedimento costituisce l'attuazione del D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102, e segue il DCO 416/2015 a cui anche A2A aveva partecipato. Il Gruppo A2A intende il contatore come strumento non solo per abilitare una maggiore consapevolezza da parte degli utenti sui propri consumi, ma anche in futuro per abilitare nuovi servizi (i.e. *Demand Response*) e per una miglior gestione della rete (i.e. contatore come sensore della rete).

Il processo di installazione degli attuali 37 milioni circa di contatori 1G è iniziato nel 2001 da parte di Enel Distribuzione ed ha coinvolto i distributori per molti anni e con diverse tempistiche. Nel rispetto di quanto previsto dalla Delibera 292/06, A2A Reti Elettriche 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. La maggior parte dei nostri contatori saranno da sostituire nel periodo 2020-2025.

Il processo di sostituzione prevede che l'installazione dei nuovi contatori avvenga in seguito all'effettuazione di un'analisi costi benefici con esiti positivi e che, comunque, in linea di principio, l'Autorità non riconoscerà costi di ammortamento in caso di sostituzione anticipata dei precedenti misuratori.

Nei prossimi mesi verrà pubblicata una delibera avente ad oggetto la metodologia per l'effettuazione dell'analisi costi-benefici. A valle di tale delibera e dell'analisi che si condurrà si potrà valutare la possibilità di una sostituzione anticipata dei contatori.

Servizio Idrico Integrato:

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 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 179/12 convertito in Legge 221/12 ed integrata dalla Legge 29 luglio 2015, n.115, art. 8 comma 1, gli affidamenti dei servizi effettuati a società quotate e controllate da quotate, quali quelli relativi agli affidamenti in capo ad A2A, resteranno attivi fino alla scadenza naturale.

Anche in esecuzione delle innovazioni al D.Lgs. 152/06 apportate dall'art. 7 D.L. 133/14 e s.m.i., nella seduta del 17 settembre 2015 il Consiglio di Amministrazione dell'Ente di Governo dell'Ambito (EGA), con Deliberazione n. 14, ha scelto quale forma di gestione unica del Servizio Idrico Integrato nell'Ambito Territoriale Ottimale della Provincia di Brescia, la società mista, con il conseguente venir meno (fatte salve le salvaguardie di legge) delle altre diverse forme di gestione medio tempore presenti sul territorio di competenza.

In data 9 ottobre 2015, la Conferenza dei Comuni ha espresso parere vincolante e in data 19 ottobre il Consiglio Provinciale ha adottato la Delibera n. 38 in merito alla forma di gestione, portando così a compimento il procedimento deliberativo. La nuova società si chiama Acque Bresciane S.r.l..

b) regime tariffario

L'Autorità con la Deliberazione 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 €/abitante medio) e del fabbisogno di investimenti (confermato il valore discriminante di 0,5);
- 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 cap rispetto al MTI-1 si sono ridotti (nel caso di A2A Ciclo Idrico S.p.A. dal 6,5% al 5,5%). È sempre prevista, tuttavia, la possibilità di presentare istanze sovra-cap da parte dell'EGA all'Autorità;
- aggiornamento a cadenza biennale del valore 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 passa 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/ldr sviluppando i seguenti 3 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.

c) qualità contrattuale

Con la Deliberazione 655/2015/R/ldr 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.

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.

La nuova normativa sulla qualità impone una revisione organizzativa e «comportamentale» importante.

d) convenzione tipo

La Deliberazione 656/2015/R/ldr 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 2016-2017.

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.

A fine aprile 2016 sono stati pubblicati gli schemi e la prima comunicazione dati avverrà nel 2017 sull'esercizio 2016.

f) attività di misura

L'Autorità con il DCO 42/2016/R/idr prosegue nell'individuazione delle informazioni necessarie a monitorare in maniera precisa l'efficacia del servizio idrico nei suoi *output* principali. Successivamente sarà definita una regolazione incentivante, specifica, volta alla più diretta responsabilizzazione (anche economica) del soggetto incaricato dell'erogazione del servizio di misura.

Il DCO illustra gli orientamenti della regolazione in tema di responsabilità e obblighi del gestore del SII in tutte le fasi e sotto-fasi che caratterizzano l'attività di misura (installazione e manutenzione, verifica e gestione dei dati di misura - autolettura) nell'ambito delle operazioni di gestione di processo e di utenza, per ciascuno dei singoli servizi che compongono il SII (misuratori condominiali).

Lo scopo è la determinazione certa dei consumi di acqua da parte dell'utenza (misuratori dei singoli condomini compresi) e la successiva definizione di prezzi *cost reflective* che responsabilizzino i clienti e salvaguardino la risorsa. A tal fine sono previsti obblighi di registrazione e di comunicazione ai clienti delle informazioni del servizio di misura.

Per i servizi di misura della fognatura e depurazione (con particolare riferimento agli utenti industriali) è prevista una determinazione tramite adeguati misuratori dell'inquinamento prodotto dall'utenza anche al fine di esplicitare il principio del «paga chi inquina».

Sono definiti opportuni indicatori di efficienza del servizio di misura con particolare attenzione alla vetustà dei misuratori installati (previsto 80% misuratori con vita inferiore a 15 anni).

Proposta di legge “Principi per la tutela, il governo e la gestione pubblica delle acque e disposizioni per la ripubblicizzazione del servizio idrico, nonché delega al Governo per l’adozione di tributi destinati al suo finanziamento”

La Camera ha approvato la proposta di legge che passa in seconda lettura al Senato recante principi per la tutela, il governo e la gestione pubblica delle acque.

In relazione all’articolo 7, recante diritto all’acqua, morosità incolpevole e risparmio idrico, il testo attuale prevede che venga assicurato, anche in caso di morosità, quale diritto fondamentale di ciascun individuo, l’erogazione gratuita di un quantitativo minimo vitale di acqua da stabilire con DPCM, fino ad un massimo di 50 litri giornalieri per persona.

La disposizione prevede a tal fine che la predisposizione dei livelli tariffari per l’erogazione del SII sia effettuata in modo da assicurare un’adeguata compensazione dei costi del servizio per mezzo, tra l’altro, dell’applicazione del criterio di progressività (a partire dal consumo eccedente il quantitativo minimo vitale giornaliero) nella determinazione del corrispettivo del medesimo. A tal proposito la Commissione Bilancio ha chiesto al Governo di acquisire chiarimenti in merito all’effettiva possibilità di assicurare nell’ambito del gettito tariffario un’adeguata compensazione dei costi del servizio, tenuto conto dei vincoli relativi al rispetto dei diritti riferiti al quantitativo minimo giornaliero, come disciplinati dal citato articolo.

Sono in fase di definizione anche due D.M. in merito all’introduzione del «bonus sociale idrico» e alle modalità e ai criteri di partecipazione al Fondo di garanzia per le infrastrutture idriche introdotto dall’art. 58 del Collegato Ambientale.

Raccolte dati dell’Autorità nel teleriscaldamento/teleraffrescamento

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 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.

Nel 2015 l'Autorità, dopo una prima ricognizione nel 2014 (Deliberazione 411/2014/R/tlr), ha effettuato 2 raccolte dati relative alle:

- infrastrutture di teleriscaldamento e di teleraffrescamento attraverso l'istituzione di un'A-nagrafica Territoriale degli operatori attivi nel settore nonché delle infrastrutture di teleriscaldamento e teleraffrescamento (Delibera 339/2015/R/tlr);
- modalità di determinazione e aggiornamento dei prezzi nel settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento (Delibera 578/2015/R/tlr) richiedendo:
 - prezzi/tariffe attualmente applicati per ciascuna tipologia contrattuale;
 - metodologia di determinazione (descritta dettagliatamente) e parametri che la compongono (es. rendimenti, modalità di determinazione del costo evitato del combustibile, ecc.);
 - metodologia di aggiornamento;
 - confronti fra tariffe monomie, binomie e trinomie.

A febbraio 2016 A2A Calore e Servizi S.r.l. ha ricevuto un'ulteriore richiesta di informazioni sui costi dei sistemi di misura e contabilizzazione del calore.

Certificati Bianchi e incentivi al teleriscaldamento

A settembre 2015 il MiSE, di concerto con il MATTM, ha posto in consultazione le “Nuove Linee Guida sui Certificati Bianchi” che sostituiranno le precedenti emanate dall'Autorità e risalenti al 2011 (EEN 9/11). È prevista la loro pubblicazione nel primo semestre 2016.

Con Decreto MiSE del 22 dicembre 2015 è stata modificata la Scheda 22T recante la metodologia di calcolo degli incentivi allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento: la nuova scheda non è più utilizzabile in caso la rete sia alimentata da un impianto avente produzione combinata di energia elettrica e calore.

Sono in corso tavoli tecnici di lavoro finalizzati alla definizione delle condizioni tecnico-regolamentari applicabili agli investimenti realizzati dal Gruppo A2A nel settore del teleriscaldamento.

Business Unit 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 introdotto (*“Decree on the Tariff System for the Establishment of Preferential Prices of Electricity from Renewable Sources of Energy and Efficient Co-generations”*) una tariffa incentivante a sostegno della produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). Per l'acquisto dell'energia prodotta sono previsti contratti (*Power Purchase Agreements*) della validità di 12 anni, con l'operatore di mercato CGES, a prezzi corretti annualmente per l'inflazione.

Nell'ottobre 2012, con l'approvazione delle disposizioni volte all'implementazione della Direttiva 2009/28/CE da parte della Comunità dell'Energia, il Montenegro ha inoltre accettato di fissare un obiettivo vincolante da raggiungere al 2020, pari al 33%, per la produzione di energia da FER sul consumo totale.

Tariffe di trasmissione e distribuzione/prezzi di vendita

Il secondo periodo regolatorio è iniziato il 1° agosto 2014 ed è terminato a fine 2015 per riallineare il nuovo periodo regolatorio, che sarebbe dovuto iniziare il 1° gennaio 2016, con la decorrenza dell'anno solare.

Alla fine del 2015 la RAE (l'Agenzia di Regolazione) ha determinato le tariffe per un nuovo periodo 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 prevede una riduzione di circa l'1%. Successivamente verranno ridefinite le metodologie tariffarie per un periodo regolatorio triennale (dal 2017 al 2019).

Si segnala che a fine dicembre 2013 la RAE ha inaspettatamente approvato una disposizione di modifica della metodologia tariffaria vigente, impattante sulle modalità di determinazione

dei corrispettivi per l'utilizzo della rete di trasmissione esclusivamente a carico degli operatori della generazione elettrica, con efficacia inizialmente prevista dal 1° gennaio 2014 alla fine di luglio 2015 e successivamente diventata definitiva.

EPCG ha presentato ricorso per l'annullamento della decisione che si ritiene 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, anche se la RAE si è opposta a tale giudizio di accoglimento. Si è attualmente in attesa di un pronunciamento definitivo al riguardo, da parte dell'autorità giudiziaria.

Scenario e mercato

Quadro macroeconomico

Consuntivo primo trimestre 2016

Nel primo trimestre del 2016 si accentua la debolezza dell'economia globale e del commercio internazionale ma con significative differenze tra aree: negli Stati Uniti e nei paesi avanzati l'espansione prosegue, mentre le economie emergenti restano un elemento di rischio per la crescita mondiale evidenziando segnali di fragilità.

Tra i Paesi emergenti, si evidenzia un peggioramento della recessione in Brasile, anche a seguito della crisi politica, mentre in Russia si sono registrati alcuni segnali di attenuazione.

L'economia cinese, nel primo trimestre 2016, è cresciuta ad un ritmo meno sostenuto rispetto agli anni precedenti ma i segnali di ripresa suggeriscono che la fase di rallentamento potrebbe aver toccato il punto di minimo. Secondo i dati diffusi dall'Ufficio Nazionale di Statistica, nei primi tre mesi dell'anno, il PIL cinese è cresciuto del 6,7% su base annua; nello stesso periodo gli investimenti fissi sono saliti del 10,7% a fronte di stime pari al +10,3%. Meglio delle attese anche la produzione industriale e le vendite al dettaglio. Resta preoccupante il settore creditizio: secondo il Fondo Monetario Internazionale, il sistema bancario cinese detiene circa 1,3 miliardi di dollari di crediti deteriorati che potrebbero esporre l'intero settore a perdite potenziali pari al 7% del PIL.

La ripresa economica in Europa sta proseguendo, anche se a ritmi inferiori a quelli attesi agli inizi dell'anno. Il PIL dell'Area Euro, secondo quanto pubblicato dall'Istat, è sostenuto dalla domanda interna ed è previsto attestarsi nel primo trimestre 2016 a + 0,4%.

In un quadro di indebolimento della ripresa globale, l'economia italiana è attesa evolversi a ritmi moderati nel primo trimestre del 2016. Gli ultimi dati Istat stimano una variazione congiunturale del PIL reale lievemente positiva e pari allo 0,1%, con un intervallo di confidenza compreso tra -0,1% e +0,3%. All'incremento del PIL hanno contribuito positivamente i consumi privati, a fronte di un apporto negativo della domanda estera netta e dei consumi pubblici mentre la dinamica degli investimenti, al lordo delle scorte, dovrebbe risultare sostanzialmente inalterata.

L'inflazione risente di fattori globali ma anche di determinanti nazionali. In febbraio l'aumento dell'indice dei prezzi al consumo si è mantenuto prossimo allo zero in Giappone e nel Regno Unito (0,3% in entrambi i paesi), mentre negli Stati Uniti si è attestato all'1,0% (2,3% al netto dei prodotti energetici e alimentari). Nei principali paesi emergenti l'inflazione rimane contenuta in Cina (2,3%) e in India (5,3%); assai elevata in Brasile (10,4%) e in Russia (8,1%), dove tuttavia è in marcata riduzione rispetto a gennaio (fonte: FMI).

In marzo l'indice dei prezzi al consumo sui dodici mesi dell'Area Euro si è attestato su valori nulli (rispetto al -0,2% registrato in febbraio). All'accentuarsi della caduta dei prezzi dei beni energetici si è accompagnata la perdurante debolezza di fondo della ripresa economica, che risente di margini ancora ampi di capacità produttiva e occupazionale inutilizzati (fonte: BCE).

Nella riunione di inizio marzo, il Consiglio direttivo della BCE ha adottato un articolato insieme di misure per sostenere la ripresa e spingere ad un ritorno dell'inflazione su livelli prossimi al 2%: i tassi di interesse ufficiali sono stati ridotti ed il programma di acquisto di attività (*Expanded Asset Purchase Programme*, APP) è stato rafforzato. Per favorire l'afflusso di credito a famiglie e imprese è stato inoltre deciso che saranno introdotte, a partire dal prossimo giugno, quattro nuove operazioni mirate di rifinanziamento a lungo termine a condizioni estremamente vantaggiose.

Relativamente all'Italia, nel mese di marzo 2016 l'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), al lordo dei tabacchi, è salito dello 0,2% su base congiunturale ed è sceso dello 0,2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. L'inflazione acquisita per il 2016 è pari a -0,4% (-0,6% a febbraio) (fonte: Istat). La persistenza del calo tendenziale dei prezzi risente di un quadro di sostanziale stabilità degli andamenti su base annua delle diverse tipologie di prodotto con l'eccezione dell'ulteriore flessione dei prodotti energetici.

Nel primo trimestre 2016 il tasso di cambio dell'euro si è apprezzato nei confronti del dollaro del 3%; mentre si è indebolito rispetto allo yen del 6%. L'apprezzamento nei confronti del dollaro si è accentuato dalla metà di marzo a seguito di attese di una più graduale normalizzazione delle condizioni monetarie negli Stati Uniti.

Il valore medio dell'euro nel mese di gennaio si è attestato, come a dicembre 2015, a 1,09 dollari per poi risalire nei mesi di febbraio e marzo a 1,11 dollari. Il valore medio dell'euro per il primo trimestre 2016 è pari a 1,10 dollari.

Nella riunione tenutasi all'inizio dello scorso marzo il Consiglio direttivo della BCE ha adottato nuove misure monetarie espansive tra cui una riduzione di 5 punti base del tasso sia sulle operazioni di rifinanziamento principali che sulle operazioni di rifinanziamento marginale, portando i tassi rispettivamente a 0,0 e 0,25%, ed ha operato una riduzione di 10 punti base del tasso sui depositi presso l'Eurosistema portando il valore a -0,40%.

Il Federal Open Market Committee (FOMC) della Federal Reserve ha mantenuto inalterati i tassi ufficiali nel primo trimestre 2016 ed ha rivisto al ribasso le sue valutazioni sul ritmo di normalizzazione dell'orientamento monetario anche a seguito delle incertezze sulle prospettive dell'economia globale.

Le prospettive

La crescita globale rimane “moderata” ed “incerta”, sostenuta da una ripresa delle economie avanzate ma rallentata dalla frenata di quelle emergenti. Secondo il Fondo Monetario Internazionale l'economia mondiale crescerà nel 2016 del 3,2%, con un ulteriore rafforzamento al 3,5% nel 2017. Si tratta però di valori di 0,2 e 0,1 punti percentuali più bassi rispetto alla previsione di gennaio. A pesare su tale contrazione sono una molteplicità di fattori: la rinnovata volatilità dei mercati, una certa perdita di slancio nelle economie avanzate, i continui “venti contrari” che spirano sui Paesi emergenti. A questo si aggiungono anche pressioni di natura non economica tra cui il perdurare della minaccia terroristica e l'ipotesi di *Brexit* (il termine *Brexit* indica la possibile uscita della Gran Bretagna dall'Unione Europea).

Il Fondo Monetario Internazionale prevede che gli Stati Uniti cresceranno quest'anno tanto quanto lo scorso per poi accelerare leggermente. Nel 2016 il PIL statunitense crescerà del 2,4%, lo 0,4% in meno rispetto alla previsione di ottobre, e del 2,5% nel 2017.

L'inflazione negli Stati Uniti è prevista attestarsi allo 0,8% nel 2016 rispetto ad un +0,1% del 2015 anche se l'apprezzamento del dollaro e la contrazione delle quotazioni del greggio stanno esercitando pressioni al ribasso sui prezzi.

Il complesso delle economie emergenti rivela una crescente differenziazione al suo interno, a cominciare dalle economie sistemiche dei BRIC (Brasile, Russia, India, Cina). L'India si conferma il paese da cui ci si attende la crescita più elevata nel 2016 (+7,5%); la Cina prosegue nella sua fase di ristrutturazione con un tasso di espansione che, se pur inferiore ai valori storici, continuerà a mantenersi oltre il 6% (+6,5%). In Brasile e Russia è attesa per il 2016 una contrazione del PIL rispettivamente del 3,8% e dell'1,8%.

Le proiezioni macroeconomiche per l'Area Euro formulate dagli esperti della BCE a marzo 2016, prevedono una crescita annuale del PIL in termini reali dell'1,5% nel 2016 e dell'1,6% nel 2017, in riduzione rispetto alle stime elaborate a gennaio. I rischi sulla ripresa nell'Area Euro risentono dell'incertezza connessa con il rallentamento della domanda proveniente dalle economie emergenti, dell'acuirsi delle tensioni geopolitiche e dell'accresciuta volatilità sui mercati finanziari osservata dall'inizio dell'anno.

Relativamente all'Italia il Fondo Monetario Internazionale prevede una crescita dell'1% nel 2016 per poi accelerare all'1,1% nel 2017. La disoccupazione continuerà a diminuire in misura visibile, con un calo che nel biennio è quantificato in un punto percentuale, passando dall'11,9% registrato nel 2015, al 10,9% previsto per il 2017 con un passaggio all'11,4% nel 2016: si tratta di un calo di dimensioni analoghe a quello dell'Eurozona, che toccherà il 9,9% nel 2017.

Le proiezioni macroeconomiche per l'Area Euro elaborate a marzo 2016 dagli esperti della BCE prevedono un tasso annuo di inflazione dello 0,1% nel 2016, dell'1,3% nel 2017 e dell'1,6% nel 2018. Le prospettive sono state riviste al ribasso riflettendo principalmente il calo dei corsi petroliferi osservato negli ultimi mesi.

Relativamente all'Italia, la BCE prevede una crescita dei prezzi al consumo dello 0,2% per il 2016 grazie ad una graduale ripresa dei consumi delle famiglie e delle imprese.

Dall'inizio del 2016, il cambio euro-dollaro è salito di oltre il 5%. Il ruolo della BCE sul valore della moneta europea sarà fondamentale perché potrebbe introdurre altre politiche di stimolo quali l'ulteriore riduzione dei tassi e l'incremento della liquidità sul mercato. Per contro, risulterà determinante il ritmo con cui la Federal Reserve aumenterà i tassi nel corso dell'anno con riferimento all'andamento dell'economia statunitense ed innescando così un probabile rialzo del dollaro rispetto alle principali valute.

Andamento del mercato energetico

Nel primo trimestre del 2016 il prezzo del *Brent* ha proseguito il *trend* ribassista evidenziato nell'ultima parte dell'anno precedente, attestandosi ad un valore medio di 35,1 \$/bbl (corrispondente a 31,8 €/bbl), in calo di circa il 36,4% rispetto a quanto registrato nel medesimo periodo del 2015. La discesa nel mese di gennaio, determinata in primo luogo dalla crescente offerta a livello mondiale e dalla contestuale debolezza della domanda, ha portato le quotazioni del greggio di riferimento per il mercato europeo a 31,9 \$/barile, il livello più basso dal giugno 2004. A febbraio vi è stata una timida ripresa con un prezzo medio pari a 33,6 \$/bbl mentre a marzo si è assistito ad un rialzo che ha portato ad un prezzo medio pari a 39,8 \$/bbl. Dal lato della domanda, il mercato del petrolio sconta il rallentamento delle economie emergenti, in primo luogo della Cina, mentre dal lato dell'offerta interviene la scelta dell'Arabia Saudita di non tagliare la propria produzione, nel tentativo di mettere fuori mercato lo *shale oil* statunitense ed allo stesso tempo ostacolare il ritorno sul mercato internazionale del petrolio di fonte iraniana dopo la fine delle sanzioni a carico di questo Paese.

Il vertice di Doha, avvenuto il 17 aprile 2016 tra i Paesi produttori di petrolio sia del cartello OPEC che esterni ad esso, relativo al congelamento della produzione ed alla conseguente stabilizzazione dei prezzi, si è concluso con un nulla di fatto. Le aspettative sono ora riposte nel prossimo vertice, in programma nel mese di giugno.

L'*Energy Information Administration* prevede che il prezzo del *Brent* sarà in media sui 40 \$/bbl durante il 2016 e sui 50 \$/bbl nel 2017.

Il carbone risente di una domanda ancora debole. Il prezzo medio del carbone con *delivery* nei porti di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (*Coal CIF ARA*) è stato pari a 45,0 \$/tonn nel primo trimestre 2016, in calo del 25,2% circa rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente. Il prezzo nei primi tre mesi dell'anno rimane inferiore al valore medio del 2015 di oltre 10 \$/tonn.

Energia Elettrica

Il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia del primo trimestre 2016 è stato pari a 77.632 GWh (fonte: Terna), con una diminuzione dell'1,5% rispetto al primo trimestre 2015; in termini decalendarizzati la variazione risulta pari a -2,3%. Nel primo trimestre del 2016 la richiesta maggiore di energia elettrica è arrivata dalle regioni settentrionali, con una domanda pari al 47,2% del totale nazionale.

La produzione netta di energia elettrica rimane debole, attestandosi a 65.309 GWh, in calo dello 0,7% su base annua. La normalizzazione dell'idraulicità ha determinato un crollo della produzione da fonte idroelettrica, che si attesta a 7.907 GWh, registrando una diminuzione del 17,6% (pari a 1,7 TWh in meno) rispetto al medesimo periodo del 2015 e del 60% rispetto al primo trimestre 2014.

Anche il fotovoltaico ha registrato un calo dell'11,3% rispetto al primo trimestre del 2015. Da gennaio a marzo 2016 l'elettricità prodotta dal fotovoltaico ha coperto il 5,1% della domanda, a fronte del 5,7% coperto lo scorso anno.

In aumento tutti gli altri tipi di generazione da fonte rinnovabile: eolica +11,1%, geotermoelettrica +3,5%. Si evidenzia la diminuzione della produzione termoelettrica nel mese di marzo che fa segnare un -2,4% rispetto al corrispondente mese del 2015, mentre sul trimestre fa segnare un + 2,5% rispetto al primo trimestre 2015. Le ore medie di funzionamento stimate a livello nazionale per tutte le tecnologie termoelettriche per il primo trimestre 2016 sono risultate in aumento del 2% rispetto allo stesso periodo del 2015.

La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'83,5% della richiesta di energia elettrica, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la parte restante.

Sul fronte prezzi, il PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load* del periodo gennaio-marzo è sceso del 24%, attestandosi a 39,6 €/MWh contro i 51,9 €/MWh del primo trimestre 2015. A marzo il PUN ha segnato un nuovo record di ribasso pari a 35,2 €/MWh.

Andamento al ribasso anche per il prezzo nelle ore di alto carico (-23% per il PUN *Peak Load* a 45,4 €/MWh). Il prezzo nelle ore a basso carico registra una diminuzione del 24% nel primo trimestre 2016 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (-24% per il PUN *Off-Peak* a 36,37 €/MWh). Per il secondo trimestre 2016, le curve *forward* indicano ancora prezzi in diminuzione; una risalita è prevista a partire dal terzo trimestre con valori che si attestano oltre i 40 €/MWh.

Gas Naturale

Nel corso del primo trimestre 2016 la domanda di gas naturale è aumentata dello 0,4% rispetto allo stesso periodo del 2015, attestandosi a 23.564 Mmc (fonte: Snam Rete Gas).

La ripresa ha interessato esclusivamente i consumi del settore termoelettrico che segnano un +12,1% rispetto al primo trimestre 2015, beneficiando anche della contrazione della produzione rinnovabile. Nel mese di marzo il fabbisogno si è attestato a 1.794 Mmc, livello più alto degli ultimi tre anni per il mese di riferimento. Si conferma, invece, la lunga fase recessiva, in atto da maggio 2015, per i consumi del settore industriale che a marzo segnano un calo dell'1,3% rispetto a marzo 2015 attestandosi a 1.199 Mmc. Nel primo trimestre 2016 invece registrano una diminuzione più contenuta (-0,1%) rispetto allo stesso periodo del 2015. Il segmento residenziale e commerciale, per effetto delle temperature più miti, registra una diminuzione del 4,3% rispetto al primo trimestre 2015.

L'*import* ha rappresentato circa il 91% del fabbisogno al netto dell'andamento dello stoccaggio, mentre la produzione nazionale ha coperto la restante parte. Dal lato dell'offerta cala ai minimi storici la produzione nazionale, attestandosi a 1.501 Mmc (-5,2% rispetto ai primi tre mesi del 2015).

Continua la fase ribassista dei prezzi *Spot* e *Futures* sui principali *hub* europei. In particolare, il prezzo del gas al PSV per il trimestre è stato pari a 14,5 €/MWh, in calo del 40,0% rispetto ai primi tre mesi del 2015, mentre il prezzo del gas al TTF è stato pari a 12,8 €/MWh, in diminuzione del 39,6% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

L'entità delle flessioni ha determinato un differenziale PSV-TTF per il primo trimestre 2016 pari a 1,62 €/MWh, in calo di circa 1,0 €/MWh rispetto al differenziale 2015, pari a 2,80 €/MWh.

Risultati per settori 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* 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* 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) e all'illuminazione pubblica, agli impianti di regolazione del traffico, alla gestione delle lampade votive e servizi di progettazione impianti.

Business Unit EPCG

La *Business Unit* comprende 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.

Altri Servizi e Corporate

Gli Altri Servizi includono le attività relative ai servizi di videosorveglianza, trasmissione dati, telefonia e accessi ad *internet*.

I servizi di *Corporate*, invece, 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 Unit* 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	31 03 2016	31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
FONTI				
Produzioni nette	3.406	3.125	281	9,0%
- produzione termoelettrica	2.463	2.000	463	23,2%
- produzione idroelettrica	942	1.124	(182)	(16,2%)
- produzione fotovoltaica	1	1	-	0,0%
Acquisti	10.484	9.833	651	6,6%
- borsa	2.284	1.936	348	18,0%
- grossisti	1.030	1.504	(474)	(31,5%)
- portafoglio di Trading/Service	7.170	6.393	777	12,2%
TOTALE FONTI	13.890	12.958	932	7,2%
USI				
Vendite a Retailer del Gruppo	1.467	1.325	142	10,7%
Vendite ad altri grossisti	1.507	2.369	(862)	(36,4%)
Vendite in borsa	3.746	2.871	875	30,5%
Portafoglio di Trading/Service	7.170	6.393	777	12,2%
TOTALE USI	13.890	12.958	932	7,2%

I dati relativi alle vendite sono riportati al lordo delle perdite.

Nel primo trimestre 2016 la produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 3.406 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 10.484 GWh, per una disponibilità complessiva di 13.890 GWh.

La produzione evidenzia una crescita del 9,0% rispetto al primo trimestre dell'anno precedente. In particolare, la riduzione della produzione idroelettrica (-16,2%), dovuta alla cessione degli impianti idroelettrici del nucleo di Udine (ad eccezione di Ampezzo e Somplago) a Celine Energy dal 1° gennaio 2016 e alla minore idraulicità registrata nel periodo è stata più che compensata da un incremento della produzione termoelettrica (+23,2%), determinato da una

maggiore intermediazione sul mercato dei servizi di dispacciamento e dalla ripartenza della centrale di Chivasso.

Gli acquisti di energia elettrica si sono attestati a 10.484 GWh (9.833 GWh al 31 marzo 2015): i minori acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso sono stati più che compensati dalle maggiori quantità intermedie in borsa e nell'ambito dell'attività di *trading*.

Nello stesso periodo le minori vendite sui mercati all'ingrosso (-36,4%), sono state più che compensate dalle maggiori quantità vendute sui mercati *spot* (+30,5%) e alla *Business Unit Commerciale* (+10,7%).

Le quantità di energia elettrica intermedie nell'ambito dell'attività di *trading* registrano un incremento del 12,2%.

Complessivamente nel primo trimestre dell'anno le vendite di energia elettrica della *Business Unit Generazione e Trading* si sono attestate a 13.890 GWh (12.958 GWh al 31 marzo 2015).

Dati quantitativi - Settore gas

<i>Millioni di mc</i>	31 03 2016	31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
FONTI				
Approvvigionamenti	632	484	148	30,6%
Prelievi da magazzino	347	389	(42)	(10,8%)
Autoconsumi/GNC	(2)	(2)	-	0,0%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	362	388	(26)	(6,7%)
TOTALE FONTI	1.339	1.259	80	6,4%
USI				
Usi <i>Business Unit Commerciale</i>	520	495	25	5,1%
Usi termoelettrici	261	194	67	34,5%
Usi <i>Business Unit Calore e Ambiente</i>	41	49	(8)	(16,3%)
Grossisti	155	133	22	16,5%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	362	388	(26)	(6,7%)
TOTALE USI	1.339	1.259	80	6,4%

Le quantità sono espresse a mc *standard* riportati al PCS di 38100 MJ alla riconsegna.

Nei primi tre mesi del 2016 i volumi di gas venduti si attestano a 1.339 milioni di metri cubi, in aumento del 6,4% rispetto allo stesso periodo del 2015 (1.259 milioni di metri cubi). Sono risultati in aumento i volumi venduti per usi termoelettrici (+34,5%) e i volumi venduti sui mercati all'ingrosso (+16,5%), mentre si registra una riduzione dei volumi di gas intermediati nell'ambito del Portafoglio di *Trading* (-6,7%).

Dati economici

<i>Millioni di euro</i>	01 01 2016 31 03 2016	01 01 2015 31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
Ricavi	723	799	(76)	(9,5%)
Margine Operativo Lordo	95	113	(18)	(15,9%)
% su Ricavi	13,1%	14,1%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(55)	(44)	(11)	25,0%
Risultato Operativo Netto	40	69	(29)	(42,0%)
% su Ricavi	5,5%	8,6%		
Investimenti	3	10	(7)	(70,0%)
FTE	1.139	1.258	(119)	(9,5%)
<i>di cui delta perimetro</i>	-	27	(27)	<i>n.s.</i>
FTE al netto del delta perimetro	1.139	1.231	(92)	(7,5%)

I ricavi si sono attestati a 723 milioni di euro, in diminuzione di 76 milioni di euro rispetto al primo trimestre dell'esercizio precedente sostanzialmente a seguito della riduzione dei prezzi dell'energia elettrica e del gas, sia contrattualizzati sia registrati sui mercati *spot* da attribuire alla discesa delle quotazioni registrate nello scenario energetico.

Il Margine Operativo Lordo è risultato pari a 95 milioni di euro, in riduzione di 18 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi dell'anno precedente.

Nel confronto con il primo trimestre del 2015, il risultato del 2016 beneficia di maggiori partite non ricorrenti per circa 8 milioni di euro, mentre risente, per circa 2 milioni di euro, dell'effetto negativo di variazioni di perimetro riconducibili alla cessione degli impianti idroelettrici del nucleo di Udine (ad eccezione di Ampezzo e Somplago) a Cellina Energy. Al netto di tali effetti non ricorrenti, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* risulta in riduzione di circa 24 milioni di euro.

Tale contrazione è prevalentemente riconducibile, sia nel segmento elettrico che in quello del gas, all'andamento negativo dello scenario energetico. Con particolare riferimento al comparto elettrico, sono stati penalizzati i margini degli impianti idroelettrici (sia per la flessione dei prezzi che per le minori produzioni del periodo) e quelli dell'impianto a carbone di Monfalcone.

Tale effetto è stato in parte mitigato dalle maggiori quantità intermedie dai cicli combinati a gas sui mercati secondari (da 443 GWh a 569 GWh).

Nel trimestre in esame, inoltre, l'andamento del mercato, la compressione degli *spread* con l'estero e il venir meno di alcune opportunità sul mercato dei certificati ambientali (quale la conclusione del meccanismo dei Certificati Verdi), hanno penalizzato il risultato del *trading*.

Hanno invece parzialmente compensato tale dinamica la buona *performance* registrata nel mercato dei titoli ambientali, nonché i risparmi derivanti dal piano di efficienza operativa.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 55 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 marzo 2015). L'incremento, pari a 11 milioni di euro, è attribuibile prevalentemente ai maggiori accantonamenti per rischi effettuati a copertura di oneri contrattuali.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 40 milioni di euro (69 milioni di euro nel primo trimestre 2015).

Nel periodo in esame gli Investimenti sono risultati pari a 2,6 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di manutenzione straordinaria presso i nuclei idroelettrici di Mese, Calabria e della Valtellina per 1,6 milioni di euro, e presso gli impianti termoelettrici di Monfalcone, Chivasso e Sermide per circa 0,8 milioni di euro.

Business Unit Commerciale

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla Business Unit Commerciale.

Dati quantitativi

	31 03 2016	31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
Vendite energia elettrica				
Vendite energia elettrica Mercato Libero (GWh)	1.525	1.350	175	13,0%
Vendite energia elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	560	602	(42)	(7,0%)
Totale vendite energia elettrica (GWh)	2.085	1.952	133	6,8%

	31 03 2016	31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
Vendite gas				
Vendite gas Mercato Libero (Mmc)	275	239	36	15,1%
Vendite gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	235	249	(14)	(5,6%)
Totale vendite gas (Mmc)	510	488	22	4,5%

Le quantità di vendita sono esposte al netto delle perdite.

Nei primi tre mesi del 2016 si registra un incremento nelle vendite di energia elettrica (+6,8%) e nelle vendite di gas (+4,5%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

La crescita nel settore elettrico è riconducibile alle maggiori vendite sul mercato libero verso i grandi clienti e verso i clienti diffusi, in parte compensata dal calo delle quantità vendute verso i clienti serviti in regime di tutela.

La crescita nel settore gas è invece attribuibile prevalentemente ad un maggior numero di punti di riconsegna serviti sul mercato libero e ai maggiori volumi venduti ai grandi clienti.

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2016 31 03 2016	01 01 2015 31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
Ricavi	401	435	(34)	(7,8%)
Margine Operativo Lordo	33	28	5	17,9%
% su Ricavi	8,2%	6,4%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(4)	(4)	-	-
Risultato Operativo Netto	29	24	5	20,8%
% su Ricavi	7,2%	5,5%		
Investimenti	-	-	-	-
FTE	466	428	38	8,9%

I ricavi si sono attestati a 401 milioni di euro (435 milioni di euro al 31 marzo 2015), in contrazione rispetto ai primi tre mesi dell’anno precedente prevalentemente per la riduzione dei prezzi unitari sia nel segmento elettrico che in quello del gas.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Commerciale* si è attestato a 33 milioni di euro, in crescita di 5 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2015.

Al netto di componenti positive di reddito non ricorrenti rilevate nei primi tre mesi del 2016 pari a circa 2 milioni di euro, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* risulta in crescita di 3 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2015 prevalentemente a seguito della crescita dei risultati registrata nel comparto della vendita di energia elettrica.

Tale andamento ha interessato sia il mercato libero a seguito dell’incremento dei volumi venduti e del maggior numero di punti serviti, sia il mercato della tutela per effetto dell’aumento della quota tariffaria a copertura dei costi di commercializzazione (nonostante il calo delle quantità vendute verso i clienti serviti in regime di tutela sopra menzionato).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 4 milioni di euro, in linea con quelli del 31 marzo 2015.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 29 milioni di euro (24 milioni di euro nel primo trimestre dell’anno precedente).

Nel periodo in esame gli Investimenti della *Business Unit Commerciale* si sono attestati a circa 0,4 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.

Business Unit Ambiente

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla *Business Unit Ambiente*.

Dati quantitativi

	31 03 2016	31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
Rifiuti raccolti (Kton)	316	307	9	2,9%
Rifiuti smaltiti (Kton)	614	670	(56)	(8,4%)
Energia elettrica venduta (GWh)	258	264	(6)	(2,3%)
Calore ceduto (GWht)*	520	484	36	7,4%

(*) Quantità rilevate a bocca di centrale.

Nei primi tre mesi del 2016 le quantità di rifiuti raccolti, pari a 316 migliaia di tonnellate, sono risultate in crescita rispetto al primo trimestre 2015 (+2,9%). Le quantità di rifiuti smaltiti evidenziano invece una riduzione (-56 migliaia di tonnellate) rispetto ai primi tre mesi del 2015 principalmente attribuibile ai minori rifiuti speciali smaltiti presso la discarica lotti inertizzati di Corteolona a causa del blocco dei conferimenti, da parte dell'ARPA, per analisi ambientali sulla falda acquifera, ai minori smaltimenti presso la discarica di Cavaglià e di Montichiari (quest'ultima in esaurimento a dicembre 2015).

Le quantità di energia elettrica vendute sono risultate in lieve flessione rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (-6 GWh), mentre la produzione di calore è risultata in crescita (+36 GWh termici) per effetto delle maggiori quantità richieste dal comparto teleriscaldamento.

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2016 31 03 2016	01 01 2015 31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
Ricavi	200	202	(2)	(1,0%)
Margine Operativo Lordo	59	61	(2)	(3,3%)
% su Ricavi	29,5%	30,2%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(15)	(17)	2	(11,8%)
Risultato Operativo Netto	44	44	-	-
% su Ricavi	22,0%	21,8%		
Investimenti	11	7	4	57,1%
FTE	4.741	4.702	39	0,8%
di cui delta perimetro	157	54	103	n.s.
FTE al netto del delta perimetro	4.584	4.648	(64)	(1,4%)

Nel corso del trimestre la *Business Unit* ha registrato ricavi per 200 milioni di euro (202 milioni di euro al 31 marzo 2015).

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Ambiente* è risultato pari a 59 milioni di euro, in riduzione di 2 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente, sostanzialmente a seguito della riduzione delle quantità smaltite presso la discarica di lotti inertizzati di Corteolona (dal mese di maggio 2015) e le discariche di Cavaglià e Montichiari (sopra menzionate).

Nel trimestre in esame si evidenziano inoltre minori ricavi per la vendita di energia elettrica del termovalorizzatore di Acerra (a seguito della riduzione del corrispettivo CIP 6 determinata dalla flessione dei prezzi dei combustibili di riferimento) e degli altri impianti di termovalorizzazione del Gruppo (per effetto della flessione dei prezzi dell’energia elettrica e calore).

Tale andamento è stato parzialmente compensato dall’incremento della marginalità derivante dalle maggiori produzioni di calore degli impianti di termovalorizzazione (a seguito delle maggiori richieste del comparto teleriscaldamento del Gruppo), dalla riduzione dei costi di smaltimento delle scorie dei termovalorizzatori di Brescia e Silla2, nonché dall’incremento dei margini del segmento raccolta a seguito delle maggiori quantità raccolte e del maggior numero di abitanti serviti.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 15 milioni di euro (17 milioni di euro nel primo trimestre dell’anno precedente).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 44 milioni di euro, in linea rispetto ai primi tre mesi del 2015.

Gli Investimenti del periodo in esame si sono attestati a 11 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di termovalorizzazione (2 milioni di euro), degli impianti di trattamento e discariche (1 milione di euro) nonché l’acquisto di mezzi e contenitori per la raccolta (7 milioni di euro).

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

	31 03 2016	31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
Energia elettrica distribuita (GWh)	2.766	2.788	(22)	(0,8%)
Gas distribuito (Mmc)	850	890	(40)	(4,5%)
Gas trasportato (Mmc)	137	147	(10)	(6,8%)
Acqua distribuita (Mmc)	16	14	2	14,3%

L'energia elettrica distribuita nel primo trimestre 2016 è stata pari a 2.766 GWh, in riduzione (-22 GWh) rispetto ai primi tre mesi dell'esercizio 2015, a seguito di una flessione dei consumi, imputabile principalmente agli usi in alta tensione.

Anche le quantità di gas distribuito e trasportato risultano in lieve diminuzione rispetto al primo trimestre del 2015 (rispettivamente del 4,5% e del 6,8%).

L'acqua distribuita è, invece, risultata pari a 16 Mmc, in crescita di 2 Mmc rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Dati quantitativi - Calore

<i>GWh</i>	31 03 2016	31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
FONTI				
Impianti di:	565	610	(45)	(7,4%)
- Lamarmora	255	289	(34)	(11,8%)
- Famagosta	59	82	(23)	(28,0%)
- Tecnocity	36	35	1	2,9%
- Altri impianti	215	204	11	5,4%
Acquisti da:	715	649	66	10,2%
- Terzi	185	156	29	18,6%
- Altre <i>Business Units</i>	530	493	37	7,5%
TOTALE FONTI	1.280	1.259	21	1,7%
USI				
Vendite ai clienti finali	1.148	1.128	20	1,8%
Perdite di distribuzione	132	131	1	0,8%
TOTALE USI	1.280	1.259	21	1,7%

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*.

Nei primi tre mesi del 2016 le vendite di calore ai clienti finali hanno evidenziato una crescita dell'1,7% rispetto ai primi tre mesi dell'anno precedente, grazie all'acquisizione di nuovi clienti.

Le produzioni di calore sono diminuite di 45 GWh termici, mentre gli acquisti sono aumentati di 66 GWh termici.

Dati economici

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2016 31 03 2016	01 01 2015 31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
Ricavi	241	266	(25)	(9,4%)
Margine Operativo Lordo	112	115	(3)	(2,6%)
% su Ricavi	46,5%	43,2%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(33)	(29)	(4)	13,8%
Risultato Operativo Netto	79	86	(7)	(8,1%)
% su Ricavi	32,8%	32,3%		
Investimenti	33	30	3	10,0%
FTE	2.180	2.156	24	1,1%

I ricavi della *Business Unit Reti e Calore* nei primi tre mesi del 2016 si sono attestati a 241 milioni di euro (266 milioni di euro al 31 marzo 2015). Tale andamento è attribuibile alla diminuzione dei prezzi unitari di vendita del calore quale conseguenza della contrazione del prezzo del gas, ai minori ricavi legati alla produzione di energia elettrica a seguito sia della riduzione dei prezzi unitari di vendita che delle minori quantità prodotte (-35 GWh), nonché ai minori ricavi ammessi per le attività di distribuzione di energia elettrica e gas conseguenti alla Deli-

bera AEEGSI 583/2015/R/com e s.m.i. relativa all'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore è risultato pari a 112 milioni di euro, in riduzione di 3 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi del 2015. Tale andamento è sostanzialmente riconducibile a:

- maggiori ricavi relativi al servizio acquedotto, depurazione e fognatura per circa 3 milioni di euro a seguito degli incrementi tariffari riconosciuti dall'AEEGSI e di maggiori quantità distribuite nel periodo in esame;
- minori ricavi ammessi attesi per le attività di distribuzione di energia elettrica e gas a seguito prevalentemente dell'aggiornamento a partire dal 2016 del *WACC (Weighted Average Cost of Capital)* da parte dell'AEEGSI e minori ricavi per allacciamenti e prestazioni complessivamente per circa 8 milioni di euro;
- minori margini relativi all'attività di illuminazione pubblica e altri servizi per circa 2 milioni di euro;
- minori margini relativi alle attività di teleriscaldamento e gestione calore per circa 2 milioni di euro;
- minori costi fissi dell'intera *Business Unit* Reti e Calore per circa 6 milioni di euro derivanti in parte dal piano di efficienza operativa di Gruppo attualmente in corso.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 33 milioni di euro, in lieve aumento rispetto al primo trimestre dell'anno precedente (29 milioni di euro al 31 marzo 2015).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 79 milioni di euro (86 milioni di euro nel primo trimestre del 2015).

Gli Investimenti nel periodo in esame sono risultati pari a 33 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 interventi di mantenimento e potenziamento degli impianti primari (11 milioni di euro);
- 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 (10 milioni di euro);
- nel comparto ciclo idrico integrato, interventi sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi sulle reti fognarie (6 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 delle reti di teleriscaldamento (circa 3 milioni di euro, di cui 2 milioni di euro nella città di Milano) e allo sviluppo e mantenimento di nuovi impianti di teleriscaldamento (2 milioni di euro) nelle aree di Milano, Brescia, Bergamo e Varese.

Business Unit EPCG

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla Business Unit EPCG.

Dati quantitativi - Produzione e Vendita Energia Elettrica

GWh	31 03 2016	31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
FONTI				
Produzioni	816	994	(178)	(17,9%)
- produzione termoelettrica	248	410	(162)	(39,5%)
- produzione idroelettrica	568	584	(16)	(2,7%)
Import e altre fonti	232	121	111	91,7%
- import	206	108	98	90,7%
- altre fonti	26	13	13	100,0%
TOTALE FONTI	1.048	1.115	(67)	(6,0%)
USI				
Consumi mercato domestico	671	762	(91)	(11,9%)
Perdite di distribuzione	130	157	(27)	(17,2%)
Perdite di trasmissione	38	39	(1)	(2,6%)
Altri usi	10	6	4	66,7%
Export	199	151	48	31,8%
TOTALE USI	1.048	1.115	(67)	(6,0%)

Nei primi tre mesi del 2016 la disponibilità complessiva del Gruppo EPCG è risultata pari a 1.048 GWh (1.115 GWh al 31 marzo 2015).

Alla copertura del fabbisogno hanno contribuito gli impianti di EPCG che hanno prodotto complessivamente 816 GWh (-17,9%), di cui 248 GWh da fonte termoelettrica (-39,5%) e 568 GWh da fonte idroelettrica (-2,7%): la riduzione delle produzioni termoelettriche dell'impianto di Pljevlja è riconducibile alla mancata fornitura di un grande cliente energivoro (Montenegro Bonus) a partire dal mese di marzo 2016, mentre la riduzione delle produzioni idroelettriche è imputabile alla scarsa piovosità rilevata nel primo trimestre dell'anno.

Nel periodo in esame si è registrato inoltre, un incremento dell'import e degli altri acquisti di energia (+111 GWh), nonché un lieve incremento delle quantità esportate (+48 GWh).

Le vendite di energia elettrica del gruppo EPCG sul mercato domestico si sono attestate complessivamente a 671 GWh, in riduzione dell'11,9% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente, sostanzialmente a seguito dell'interruzione della fornitura di energia elettrica al grande cliente energivoro sopramenzionato e delle temperature miti registrate nel primo trimestre dell'anno che hanno influenzato i consumi dei clienti finali.

Dati quantitativi - Distribuzione Energia Elettrica

GWh	31 03 2016	31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
Energia elettrica distribuita*	573	584	(11)	(1,9%)

(*) Dati al netto delle perdite di distribuzione.

L'andamento climatico particolarmente mite ha influito anche sulle quantità di energia elettrica distribuita sulla rete di media e bassa tensione montenegrina, che nel periodo in esame è risultata pari a 573 GWh (-1,9% rispetto al 31 marzo 2015).

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2016 31 03 2016	01 01 2015 31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
Ricavi	60	66	(6)	(9,1%)
Margine Operativo Lordo	20	25	(5)	(20,0%)
% su Ricavi	33,3%	37,9%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(8)	(10)	2	(20,0%)
Risultato Operativo Netto	12	15	(3)	(20,0%)
% su Ricavi	20,0%	22,7%		
Investimenti	2	1	1	100,0%
FTE	2.406	2.530	(124)	(4,9%)

I ricavi si sono attestati a 60 milioni di euro (66 milioni di euro al 31 marzo 2015). La riduzione dei ricavi nel periodo è prevalentemente riconducibile alle minori vendite di energia elettrica ai clienti diretti (per le ragioni sopra menzionate) e agli altri clienti finali, nonché ad una riduzione delle tariffe di vendita e distribuzione mediamente pari all'1% rispetto al primo trimestre dell'anno precedente.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit EPCG è risultato pari a 20 milioni di euro, in riduzione di 5 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi dell'anno precedente. Tale andamento, riconducibile prevalentemente al comparto energia, è dovuto principalmente all'incremento dei prezzi dell'import (+11%) e contestualmente al crollo dei prezzi dell'export (-36%, in un trimestre in cui la società ha registrato un maggiore import e un lieve incremento dell'export), nonché alla flessione dei volumi e delle tariffe di vendita di energia elettrica ai clienti finali.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 8 milioni di euro (10 milioni di euro al 31 marzo 2015).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è positivo per 12 milioni di euro, in riduzione di 3 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2015.

Gli Investimenti, pari a 1,6 milioni di euro, si riferiscono principalmente ad interventi di sostituzione dei contatori tradizionali con contatori telegestiti (circa 0,7 milioni di euro), ad interventi di manutenzione della rete primaria e secondaria di distribuzione (circa 0,4 milioni di euro), ad interventi sui sistemi informativi centrali (circa 0,2 milioni di euro), nonché ad interventi di manutenzione sull'impianto termoelettrico di Pljevlja e sugli impianti idroelettrici di Perucica e Piva (complessivamente circa 0,3 milioni di euro).

Altri Servizi e Corporate

Dati economici

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2016 31 03 2016	01 01 2015 31 03 2015	Variazioni	% 2016/2015
Ricavi	43	44	(1)	(2,3%)
Margine Operativo Lordo	(5)	(5)	-	-
% su Ricavi	(11,6%)	(11,4%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(3)	(5)	2	(40,0%)
Risultato Operativo Netto	(8)	(10)	2	(20,0%)
% su Ricavi	(18,6%)	(22,7%)		
Investimenti	2	1	1	100,0%
FTE	996	981	15	1,5%

Nei primi tre mesi del 2016, i ricavi degli Altri Servizi e Corporate sono risultati pari a 43 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 marzo 2015).

Il Margine Operativo Lordo è negativo per 5 milioni di euro, in linea rispetto a quello rilevato nello stesso periodo dell'esercizio precedente.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 3 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 marzo 2015).

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 8 milioni di euro (negativo per 10 milioni di euro al 31 marzo 2015).

Gli Investimenti del periodo, pari a 2 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente ad interventi sui sistemi informativi e sulle reti di telecomunicazione.

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...”.

196

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 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 sui risultati di Gruppo, i rischi principali risultano essere, in ordine di importanza:

- cambiamenti normativi;
- scenario energetico;
- *Business Interruption*;
- variazioni climatiche.

Rischio normativo e regolatorio

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 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 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 *compliance* (o *litigation*).

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 Unit* non solo per la simulazione degli impatti sull'attività corrente ma anche per la valutazione delle loro istanze in termini di supporto alle 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 Unit* interessati nonché i Responsabili delle strutture di *staff* al fine di trasferire loro le novità normative, assumere una posizione aziendale sulle norme in evoluzione nonché raccogliere le istanze del *business* per veicolarle agli *stakeholder* di riferimento.

Sono stati implementati 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*;
- la regolazione dei servizi pubblici locali;
- 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*;
- il conseguimento di risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi;
- il pagamento del canone RAI nella bolletta dell'energia elettrica.

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 interruzioni di *business*

In tutte le *Business Units* di filiera del Gruppo vengono gestiti siti produttivi tecnologicamente ed operativamente complessi (centrali elettriche, impianti di smaltimento, centrali di cogenerazione, reti di distribuzione, ecc.) il cui malfunzionamento o danneggiamento accidentale potrebbe determinarne l'indisponibilità e, conseguentemente, comportare perdite economiche ed eventuali danni 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. Per quanto i rischi di indisponibilità degli impianti siano da ritenersi intrinseci al *business* e non del tutto eliminabili, il Gruppo pone in essere presso tutte le *Business Units* di filiera strategie di mitigazione preventiva volte a ridurre la probabilità di accadimento e strategie di azione 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 programmata, sia ordinaria che preventiva, volta ad identificare ed 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, 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, in tutti gli impianti del Gruppo, di *software* e sensori avanzati per il calcolo del rendimento effettivo degli impianti, 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.

In considerazione dell'attuale contesto dei mercati dell'energia nel quale si trovano ad operare gli impianti di produzione di energia, con particolare riferimento a quelli termoelettrici, si evidenzia come siano state pianificate ed intraprese attività e progetti mirati a garantirne flessibilità di esercizio, efficienza e disponibilità nei momenti in cui detti requisiti vengano loro richiesti, come ad esempio la programmazione di investimenti di flessibilizzazione degli impianti a ciclo combinato, l'ammodernamento di impianti e macchinari ovvero la riprogettazione di quelle parti di impianto che nel corso del tempo abbiano evidenziato problematiche strutturali, la ricontrattazione dei contratti di *service* con i costruttori delle macchine turbogas, l'integrazione ed il ricorso costante alle risorse specialistiche disponibili all'interno del Gruppo, un programma di riduzione dei costi strutturali degli impianti termoelettrici.

Inoltre, a presidio dei rischi derivanti dalle attuali modalità di funzionamento degli impianti termoelettrici, legate all'andamento dei mercati dell'energia, è in corso un processo di revisione, uniformazione ed adeguamento complessivo dei contratti di manutenzione nonché specifiche azioni di razionalizzazione nella gestione dei magazzini ricambi. Sempre nell'ambito della produzione di energia da fonte termoelettrica da segnalare 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 combustibili fossili (Monfalcone, Brindisi, S. Filippo del Mela). Tale presidio è volto a favorire una corretta e positiva percezione degli impianti nonché a perseguire la possibilità di una futura realizzazione di progetti di adeguamento e conversione secondo tecnologie innovative e all'avanguardia, garantendo in tale modo livelli occupazionali adeguati e scongiurando il sostenimento di potenziali costi per il *decommissioning* dei siti.

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 la 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 in-

terventi 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, quali 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, l'adeguamento degli impianti di recupero delle frazioni residue dei rifiuti solidi nell'ottica del loro successivo conferimento agli impianti di termovalorizzazione, manutenzioni straordinarie finalizzate anche all'incremento delle potenzialità termiche dei medesimi impianti. 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. Si segnala, infine, la tematica emergente collegata ai potenziali impatti sulla redditività dell'impianto di Acerra in esito a possibili criticità che dovessero emergere, nelle more della convenzione tra Regione Campania e la Società A2A Ambiente, nella definizione dei meccanismi a garanzia dei ricavi dell'impianto a valle della conclusione del regime tariffario CIP/6.

Con riferimento alla tematica dell'interruzione dei servizi di raccolta dei rifiuti e pulizia urbana nei territori dei comuni serviti dalle Società del Gruppo, sono in essere specifiche procedure gestionali e di programmazione delle relative attività, 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, 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 dei piani straordinari di bonifica dei componenti ritenuti critici ai fini della continuità dell'esercizio. Sono inoltre presenti 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 esposti a rischi di interruzione nella erogazione dei servizi.

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, implementazione di nuovi sistemi di telecontrollo dei punti di illuminazione.

Il Gruppo è inoltre attivo in progetti riguardanti lo sviluppo della rete elettrica in ottica “*smart-grid*”, 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 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 allo studio interventi di potenziamento di quegli impianti di alimentazione della rete del teleriscaldamento che risultano maggiormente sfruttati, nonché interventi di costruzione di nuove vie di trasporto del calore finalizzate al miglioramento dell'assetto strutturale della rete. 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 del prossimo triennio, 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 sempre rilevante è quella relativa agli accessi non autorizzati di personale esterno agli impianti e infrastrutture del Gruppo, che potrebbero ostacolare il corretto svolgimento delle attività operative, 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 interrompere le attività produttive. A mitigazione di tali possibili evenienze, sono in essere attività di sviluppo di linee guida di gestione della tematica all'interno del Gruppo, onde disciplinare in maniera unitaria le modalità operative di accesso agli impianti e servizi di vigilanza, anche in coordinamento con le forze dell'ordine, per il controllo dei siti maggiormente soggetti ad intrusioni ovvero che possono costituire poten-

ziali obiettivi di atti di sabotaggio. Inoltre sono in fase di valutazione ulteriori interventi quali studi sulla situazione degli impianti gas per aumentare il livello di sicurezza degli stessi, l'*improvement* delle recinzioni passive esistenti, il potenziamento dei sistemi antintrusione e l'installazione di sistemi di controllo degli accessi con *badge*, telecamere e sistemi all'infrarosso.

Infine, per coprire i rischi residuali il Gruppo ha stipulato polizze assicurative a copertura danni diretti e indiretti che potrebbero manifestarsi. Le condizioni contrattuali che caratterizzano tali polizze assicurative sono state oggetto di revisione in coerenza alle modalità di funzionamento degli impianti ed alle 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 che discendono da valutazioni di natura statistica; onde garantire l'ottimale sfruttamento delle risorse idriche disponibili, si evidenzia un presidio organizzativo costituito dalla presenza di unità aziendali dedicate all'elaborazione di analisi e modelli ingegneristici a supporto della programmazione degli impianti idroelettrici sia di medio che di breve termine. Per quanto riguarda le *Business Unit* Reti e 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 alla formulazione di previsioni della domanda in relazione alle temperature attese, nonché alla conseguente gestione ed ottimizzazione della produzione/fornitura di calore.

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 o un incremento del *fair value* del debito. 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.

Per l'analisi e la gestione dei rischi relativi al tasso di interesse è stato sviluppato internamente al Gruppo un modello che permette di determinare l'esposizione al rischio tramite il metodo Montecarlo, valutando l'impatto che le oscillazioni dei tassi di interesse hanno sui flussi finanziari prospettici.

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 e di Rischio di Credito.

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 31 marzo 2016 il Gruppo ha contrattualizzato linee di credito *revolving committed* per 800 milioni di euro, non utilizzate. Inoltre ha a disposizione finanziamenti bancari a lungo termine non ancora utilizzati per un totale di 139 milioni di euro e disponibilità liquide per complessivi 559 milioni di euro.

La gestione del rischio liquidità è perseguita anche accedendo direttamente al mercato dei capitali, in particolare tramite il Programma di Emissioni Obbligazionarie (*Euro Medium Term Note Programme*), ampliato a 4 miliardi di euro, come approvato dal Consiglio di Amministrazione il 6 novembre 2014 e tramite la programmazione di un'adeguata distribuzione delle scadenze finalizzata a mitigare il rischio di rifinanziamento.

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.

Al 31 marzo 2016 il Gruppo ha in essere prestiti obbligazionari per un valore contabile complessivo di 2.985 milioni di euro.

Le obbligazioni emesse presentano *Terms and Conditions* in linea con il mercato per tale tipologia di strumenti di finanziamento. I prestiti obbligazionari emessi dalla capogruppo nell'ambito del Programma EMTN (complessivamente pari a 2.350 milioni di euro al 31 marzo 2016) 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.

Il prestito obbligazionario privato in yen (valore contabile di 98 milioni di euro) con scadenza 2036 contiene 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*).

Nei finanziamenti stipulati con la Banca Europea degli Investimenti (valore contabile di 559 milioni di euro, escluso EPCG) è prevista una clausola di *Credit Rating* nel caso di *rating* inferiore a BBB- o equivalente livello (*sub-investment grade*). In caso di mutamento di controllo della capogruppo i contratti di finanziamento BEI con scadenza successiva al 2024, per un

valore contabile complessivo di 405 milioni di euro al 31 marzo 2016, prevedono per la banca il diritto di invocare, previo avviso alla società contenente indicazione delle motivazioni, il rimborso anticipato del finanziamento.

Per il finanziamento sottoscritto dalla capogruppo con Unicredit, intermediato BEI, per un valore contabile di 16 milioni di euro, con scadenza giugno 2018, è prevista 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.

Le linee di credito *revolving committed* in *Club Deal* di 600 milioni di euro con scadenza novembre 2019, e le linee di credito *revolving committed* bilaterali per complessivi 200 milioni di euro con scadenza 2017, attualmente non utilizzate, prevedono 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. Inoltre la linea *revolving* in *Club Deal* è soggetta al *covenant* finanziario PFN/EBITDA.

Relativamente ai prestiti obbligazionari, ai finanziamenti sopra indicati e alle linee *revolving committed* sono previste: (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.

Con riferimento ai finanziamenti in capo alle società controllate, il finanziamento in capo ad Abruzzoenergia S.p.A. è assistito da una garanzia reale (ipoteca) per un valore massimo di 264 milioni di euro e prevede due *covenants* finanziari, PFN/Mezzi propri e PFN/MOL.

Con riferimento alla controllata EPCG, sono in essere due finanziamenti sottoscritti con EBRD (*European Bank for Reconstruction and Development* che prevedono alcuni *covenants* finanziari): il primo sottoscritto nel novembre 2010, integralmente utilizzato per 35 milioni di euro, e il secondo sottoscritto in aprile 2014, pari a 30 milioni di euro utilizzato per 20 milioni di euro al 31 marzo 2016.

Al 31 marzo 2016 il valore contabile residuo dei finanziamenti che contengono *covenants* finanziari è pari a 99 milioni di euro.

Al 31 marzo 2016 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 presidi di diversa natura: modalità di progettazione e costruzione dei siti di stoccaggio dei materiali di rifiuto, sistemi di monitoraggio e presenza di barriere statiche e dinamiche che consentano di rilevare fenomeni di inquinamento attribuibili ai siti stessi, sistemi di rilievo e monitoraggio in continuo delle emissioni, sistemi di rilievo delle concentrazioni degli inquinanti ed abbattimento degli stessi, impianti di depurazione delle acque destinate agli scarichi degli impianti di trattamento rifiuti. Sono inoltre allo studio ulteriori interventi per la realizzazione di impianti per lo stoccaggio e successivo trattamento della frazione umida dei materiali di scarto destinati alla termovalorizzazione.

Con riferimento alla tematica della depurazione delle acque sono allo studio interventi di miglioramento e potenziamento delle infrastrutture esistenti. Per quanto attiene alla tematica relativa alla gestione degli invasi, con specifico riferimento alle attività di manutenzione degli stessi ed ai corrispondenti possibili effetti negativi sulle acque e sul territorio locale determinati dalle operazioni di svuotamento, si evidenzia come siano in fase di valutazione svasi parziali dei bacini in relazione alla tipologia degli interventi nonché l'impiego di modalità diverse di asportazione dei sedimenti.

Infine si evidenzia l'organizzazione di strutture Ambiente e Sicurezza di sito che supportano dipendenti, funzionari e *management* nella gestione del sistema HSE per i rischi specifici, presidio delle evoluzioni normative su tematiche ambientali, nonché il dialogo costante e la trasparenza nei rapporti con gli enti, con le comunità di riferimento e con gli *stakeholders* esplicitata anche mediante strumenti quali il Bilancio di Sostenibilità.

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 configura 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. Il Gruppo A2A è costantemente impegnato a supportare un dialogo volto alla massima collaborazione con gli enti e le comunità locali di riferimento relativamente alle tematiche ambientali.

L'attività di aggiornamento del Modello di Organizzazione e Gestione ex D.Lgs. n. 231/2001 con riferimento all'introduzione dei reati ambientali è tuttora in corso con particolare attenzione all'attuazione dello stesso presso le singole società del Gruppo. È stato inoltre effettuato un riassetto, sia organizzativo che procedurale, della Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza, che costituisce la prima fase di un percorso di revisione ed aggiornamento delle modalità di gestione delle tematiche di rischio in oggetto e che coinvolgerà la totalità dei dipendenti e dei processi aziendali.

Il Gruppo presidia in maniera diretta le tematiche di rischio in oggetto attraverso le strutture della Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza di sito, che forniscono il necessario supporto a dipendenti, funzionari e *management* nella gestione del sistema HSE (*Health Safety Environment*).

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.

Nell'ottica di continuo miglioramento del presidio e di allineamento alle *best practices* di riferimento il Gruppo partecipa, tramite le associazioni di settore di riferimento, 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*.

Per monitorare e prevenire eventuali comportamenti non conformi alle procedure ambientali stabilite per le società operative del Gruppo sono stati istituiti presidi organizzativi che svolgono, tra le altre attività, analisi ambientali in affiancamento agli *audit* periodici. 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 testato, 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 nonché valutazioni circa la *transportation* dei *Data Center* attuali. 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, a valle della cui definizione verranno individuate specifiche attività di attuazione, strategie di definizione di futuri contratti di affidamento del supporto ai servizi ICT tipo “*Multivendor*” e di *reinsourcing* di responsabilità in ambito ICT. In considerazione della rilevanza delle attività svolte quotidianamente sulla Borsa Elettrica, particolare attenzione viene prestata al presidio dei sistemi di interfacciamento con il Mercato. Tali sistemi sono ridondati e sottoposti a specifiche procedure di gestione e manutenzione, finalizzate a proteggerne la stabilità. 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, sia attraverso politiche interne che attraverso strumenti di segregazione degli accessi alle informazioni, nonché attraverso specifici accordi contrattuali con i soggetti terzi che eventualmente debbano accedere alle informazioni amministrative. Per migliorare ulteriormente il presidio in essere è stata avviata un'attività di verifica dell'allineamento tra il modello dei ruoli organizzativi e il modello dei ruoli tecnici di *Segregation of Duties* implementato nei sistemi. 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*. 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.

A presidio di tale specifica problematica di rischio, il Gruppo esegue annualmente *vulnerability assessment* interni ed esterni. È infine stato condotto nel 2014, ed aggiornato ed ampliato nel 2015, 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 è prevista la predisposizione di specifiche *policy* relative all'utilizzo dei dispositivi mobili, oggi sempre più largamente utilizzati nello svolgimento delle attività di *business*.

Inoltre è in fase di valutazione 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.

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 prequalifica 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.

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'*equipe* 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 avviato un progetto di affinamento del Sistema di analisi e controllo su incidenti e infortuni. Tale progetto 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.

Dichiarazione del Dirigente preposto

Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis comma 2 del D.Lgs. 58/1998

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di A2A S.p.A., Andrea Eligio Crenna, dichiara, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 2 del Testo Unico della Finanza (D.Lgs. 58/1998) che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2016 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.