



2015

Resoconto intermedio di gestione

31 marzo 2015



a2a

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 2015
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
33	Eventi di rilievo successivi al 31 marzo 2015
38	Evoluzione prevedibile della gestione

1

Prospetti contabili consolidati

40	Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata
42	Conto economico consolidato
43	Conto economico complessivo consolidato
44	Rendiconto finanziario consolidato
46	Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

Note illustrate al Resoconto intermedio di gestione

50	Informazioni di carattere generale relative ad A2A S.p.A.
51	Il Resoconto intermedio di gestione
52	Schemi di bilancio
53	Criteri di redazione
54	Variazioni di principi contabili internazionali
60	Area di consolidamento
61	Criteri e procedure di consolidamento
71	Stagionalità dell'attività
72	Sintesi dei risultati per settore di attività
74	Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
93	Indebitamento finanziario netto

95	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 normativa

136	<i>Business Unit Generazione e Trading</i>
144	<i>Business Unit Commerciale</i>
146	<i>Business Unit Ambiente</i>
152	<i>Business Unit Calore e Servizi</i>
153	<i>Business Unit Reti</i>
158	<i>Business Unit EPCG</i>

Scenario e mercato

162	Quadro macroeconomico
165	Andamento del mercato energetico

Risultati per settore di attività

170	Risultati per settore di attività
172	<i>Business Unit Generazione e Trading</i>
175	<i>Business Unit Commerciale</i>
177	<i>Business Unit Ambiente</i>
179	<i>Business Unit Calore e Servizi</i>
181	<i>Business Unit Reti</i>
184	<i>Business Unit EPCG</i>
187	Altri Servizi e Corporate

Rischi e incertezze

190	Rischi e incertezze
191	Rischi finanziari
195	Rischi di contesto
197	Rischi operativi

Dichiarazione del Dirigente preposto

208	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
Michaela Castelli
Elisabetta Ceretti
Luigi De Paoli
Fausto Di Mezza
Stefano Pareglio
Secondina Giulia Ravera

3

COLLEGIO SINDACALE

PRESIDENTE

Giacinto Gaetano Sarubbi

SINDACI EFFETTIVI

Cristina Casadio
Norberto Rosini

SINDACI SUPPLENTI

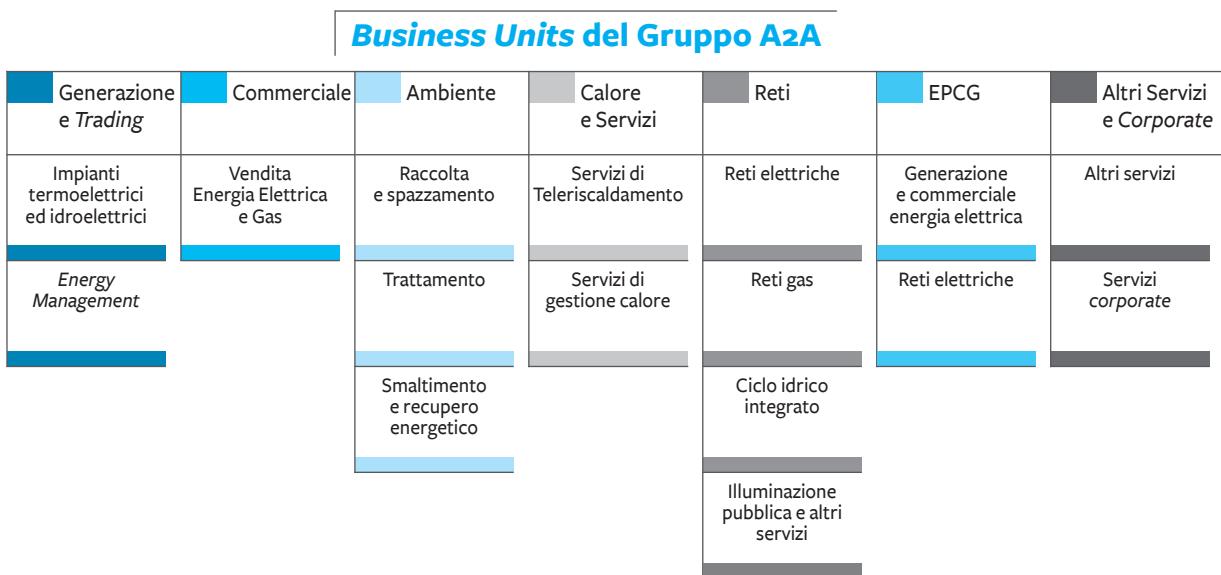
Onofrio Contu
Paolo Prandi

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*” precise nel seguente schema individuate a seguito della riorganizzazione effettuata dal *management*:



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

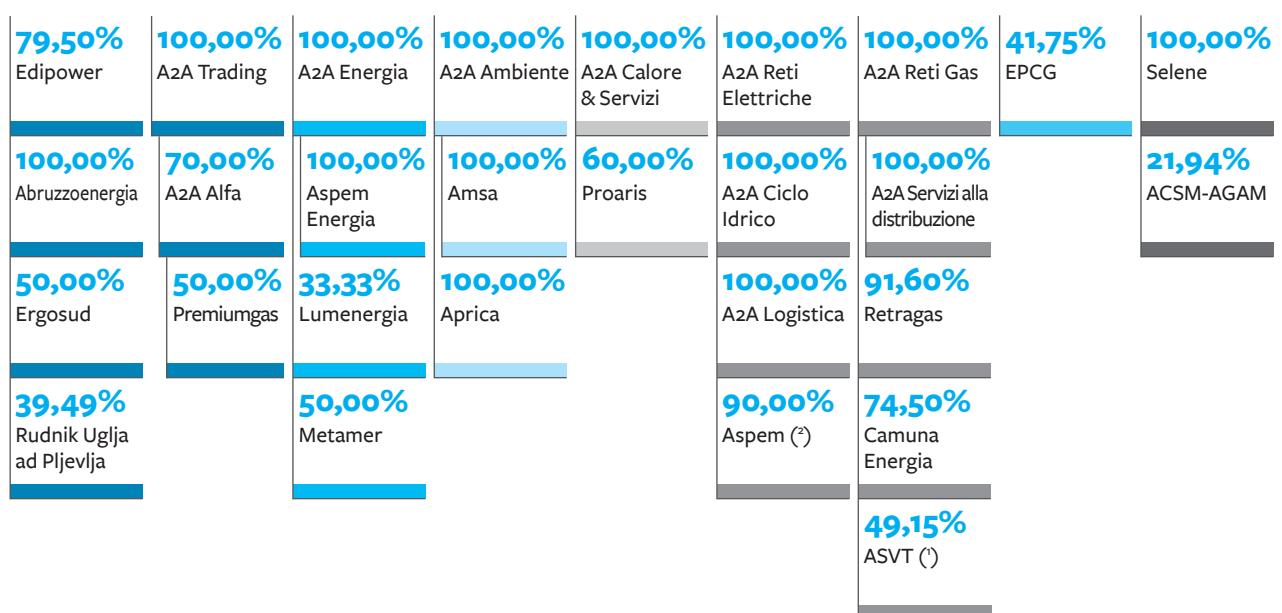


aggiornata al 31/03/2015

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

Struttura del Gruppo

A2A S.p.A.



Business Units

■ Generazione e *Trading*

■ Commerciale

■ Ambiente

■ Calore e Servizi (1) Di cui lo 0,38% detenuta tramite A2A Reti Gas S.p.A..

■ Reti (2) Si segnala l'esistenza di opzioni *put* aventi ad oggetto una ulteriore quota del capitale sociale della società.

■ EPCG

■ Altre Società 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 2015 (**)

Ricavi	1.379	milioni di euro
Margine operativo lordo	337	milioni di euro
Risultato del periodo	117	milioni di euro

Dati economici <i>Milioni di euro</i>	01 01 2015 31 03 2015	01 01 2014 31 03 2014
Ricavi	1.379	1.451
Costi operativi	(885)	(985)
Costi per il personale	(157)	(161)
Margine operativo lordo	337	305
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(109)	(123)
Risultato operativo netto	228	182
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	-
Gestione finanziaria	(41)	(40)
Risultato al lordo delle imposte	187	142
Oneri per imposte sui redditi	(60)	(54)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-
Risultato di pertinenza di terzi	(10)	(8)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	117	80
Margine operativo lordo/Ricavi	24,4%	21,0%

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

Dati patrimoniali

Milioni di euro

	31 03 2015	31 12 2014
Capitale investito netto	6.614	6.542
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.307	3.179
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.307)	(3.363)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	1,00	1,06
Posizione finanziaria netta consolidata / Market Cap medio	1,20	1,27

Dati finanziari

Milioni di euro

	01 01 2015	01 01 2014
	31 03 2015	31 03 2014
Flussi finanziari netti da attività operativa	108	206
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(49)	(50)
Free cash flow	59	156

Capitalizzazione media in borsa del 2015 _____ **2.745** milioni di euro

10

Capitalizzazione al 31 marzo 2015 _____ **3.031** milioni di euro**Dati societari di A2A S.p.A.**

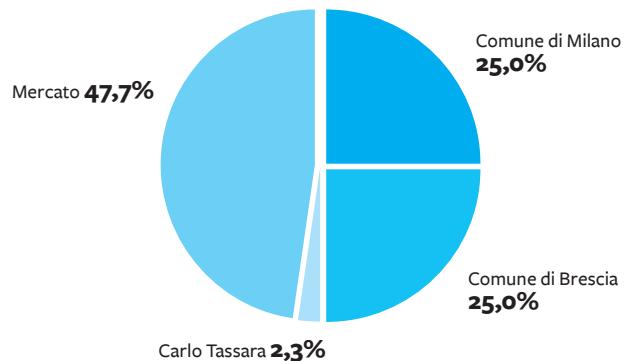
	31 03 2015	31 12 2014
Capitale sociale (euro)	1.629.110.744	1.629.110.744
Numero azioni ordinarie (valore nominale 0,52 euro)	3.132.905.277	3.132.905.277
Numero azioni proprie (valore nominale 0,52 euro)	26.917.609	26.917.609

Indicatori significativi

	31 03 2015	31 03 2014
Media Euribor a sei mesi	0,125%	0,397%
Prezzo medio del greggio Brent (USD/bbl)	55,22	107,87
Cambio medio Euro/USD (*)	1,13	1,37
Prezzo medio del greggio Brent (Euro/bbl)	49,10	78,75
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	53,46	57,39

(*) Fonte Ufficio Italiano Cambi.

Azionariato (*)



(*) Quote superiori al 2% (aggiornato al 31 marzo 2015).

Fonte: CONSOB.

A2A S.p.A. in Borsa

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

Capitalizzazione al 31 marzo 2015 (milioni di euro)	3.031
Capitalizzazione media dei primi 3 mesi del 2015 (milioni di euro)	2.745
Volumi medi dei primi 3 mesi del 2015	17.980.117
Prezzo medio dei primi 3 mesi del 2015 (*)	0,876
Prezzo massimo dei primi 3 mesi del 2015 (*)	0,972
Prezzo minimo dei primi 3 mesi del 2015 (*)	0,792
Numero di azioni	3.132.905.277

(*) euro per azione

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.

Rating

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

Fonte: agenzie di rating.

Principali indici in cui è presente il titolo A2A

FTSE MIB

STOXX Europe

EURO STOXX

Wisdom Tree

S&P Developed Ex-US

13

Indici etici

ECPI Ethical Index EMU

Axia Sustainable Index

Solactive Climate Change Index

FTSE ECPI Italia SRI Benchmark

Standard Ethics Italian Index

Fonte: Bloomberg

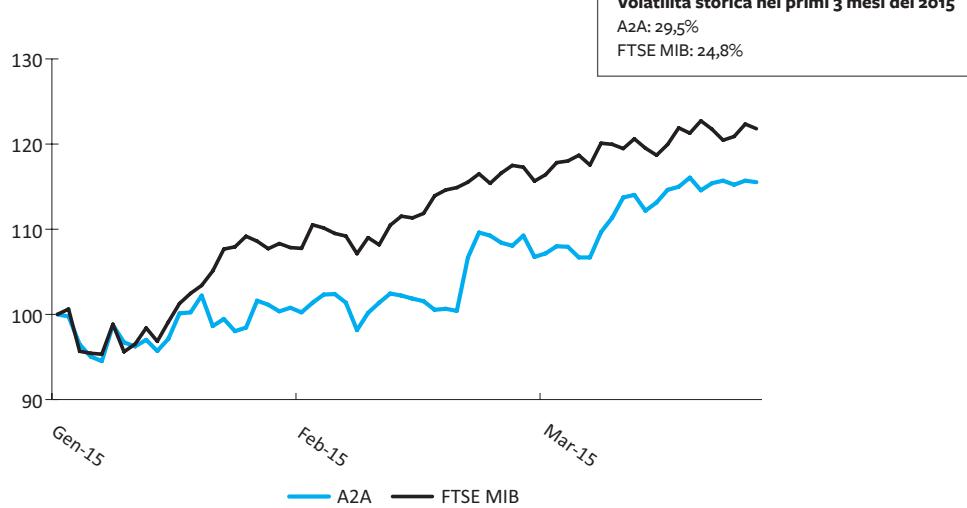
A2A è inoltre inclusa nell'*Ethibel Excellence Investment Register* e nell'*Ethibel Pioneer Investment Register*.

A2A nei primi 3 mesi del 2015



A2A vs FTSE MIB

(Prezzo 30 dicembre 2014 = 100)



Fonte: Bloomberg

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 2015, confrontati con lo stesso periodo dell'esercizio precedente:

Milioni di euro	01 01 2015 31 03 2015	01 01 2014 31 03 2014	Variazioni
Ricavi	1.379	1.451	(72)
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	1.339	1.409	(70)
- Altri ricavi operativi	40	42	(2)
Costi operativi	(885)	(985)	100
Costi per il personale	(157)	(161)	4
Margine operativo lordo	337	305	32
Ammortamenti e svalutazioni	(98)	(115)	17
Accantonamenti	(11)	(8)	(3)
Risultato operativo netto	228	182	46
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	-	-
Oneri netti di gestione finanziaria	(42)	(44)	2
Quota di risultato di società consolidate ad equity	1	4	(3)
Risultato da cessione di altre partecipazioni	-	-	-
Risultato al lordo delle imposte	187	142	45
Oneri per imposte sui redditi	(60)	(54)	(6)
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	127	88	39
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato di pertinenza di terzi	(10)	(8)	(2)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	117	80	37

Nel primo trimestre 2015, i “**Ricavi**” del Gruppo A2A sono risultati pari a 1.379 milioni di euro, in diminuzione di 72 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi del 2014.

Tale andamento è principalmente riconducibile alla flessione dei volumi di energia elettrica e gas venduti ai clienti finali, nonché ad una riduzione delle vendite di energia elettrica sulla piattaforma IPEX.

Di seguito si riportano i principali dati quantitativi del periodo in esame, che hanno contribuito alla determinazione dei ricavi del Gruppo, confrontati con il primo trimestre 2014:

	31 03 2015	31 03 2014
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	2.832	1.947
EE venduta a clienti <i>retail</i> (GWh)	1.815	1.987
EE venduta in Borsa (GWh)	2.327	3.518
EE venduta mercato interno ed estero (GWh) – EPCG	913	935
Gas venduto a clienti grossisti (Mmc)	133	114
Gas venduto a clienti <i>retail</i> (Mmc)	486	538
Calore venduto (GWht)	1.128	977
EE distribuita (GWh)	2.788	2.787
EE distribuita (GWh) - EPCG	584	529
Gas distribuito (Mmc)	890	860
Acqua distribuita (Mmc)	14	15
Acqua depurata (Mmc)	8	9
Rifiuti smaltiti (Kton)	692	657

Dettaglio produzioni	31 03 2015	31 03 2014
Produzione termoelettrica (GWh)	2.000	1.612
Produzione termoelettrica (GWh) - EPCG	410	386
Produzione idroelettrica (GWh)	1.124	1.313
Produzione idroelettrica (GWh) - EPCG	591	517
Produzione calore (GWht)	1.103	943
Produzione di energia elettrica da cogenerazione (GWh)	135	138

Il “**Margine Operativo Lordo**” è risultato pari a 337 milioni di euro, in crescita di 32 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2014.

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

Milioni di euro	31 03 2015	31 03 2014	Delta	Delta %
Generazione e Trading	113	107	6	5,6%
Commerciale	28	25	3	12,0%
Ambiente	61	57	4	7,0%
Calore e Servizi	46	39	7	17,9%
Reti	69	62	7	11,3%
EPCG	25	20	5	25,0%
Altri Servizi e Corporate	(5)	(5)	-	n.s.
Totale	337	305	32	10,5%

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Generazione e Trading* si è attestato a 113 milioni di euro, in crescita di 6 milioni di euro rispetto al primo trimestre dell'anno precedente sostanzialmente a seguito delle maggiori vendite di titoli ambientali e della buona performance registrata nel comparto termoelettrico, per effetto di un miglioramento degli spread e di maggiori quantità intermediate sui mercati secondari.

18

Tale andamento è stato solo parzialmente compensato dalla flessione della marginalità del comparto idroelettrico, determinata dalle minori produzioni registrate rispetto al primo trimestre 2014, che era stato caratterizzato da un'eccezionale idraulicità.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Commerciale* si è attestato a 28 milioni di euro, in crescita di 3 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente.

Il risultato del 2014, tuttavia, includeva componenti negative di reddito non ricorrenti per un importo pari a 5 milioni di euro. Al netto di tali oneri, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* risulta sostanzialmente in linea rispetto al primo trimestre 2014: la crescita del margine del mercato libero gas è stata compensata dai maggiori costi sostenuti per l'acquisizione di nuovi clienti.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Ambiente* è risultato pari a 61 milioni di euro, in crescita di 4 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2014. La crescita della marginalità è principalmente dovuta alle maggiori quantità di rifiuti smaltiti nell'impianto di trattamento del vetro di Asti (entrato in esercizio a luglio 2014) e nella discarica di Montichiari, nonché alle maggiori quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto di termovalorizzazione di Acerra.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Calore e Servizi*, pari a 46 milioni di euro, risulta in crescita di 7 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi del 2014: l'aumento, determinato da un andamento climatico più favorevole rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e da un'efficace azione di sviluppo commerciale, è stato in parte compensato dalla flessione dei risultati conseguiti sui mercati dei titoli ambientali.

La marginalità della *Business Unit Reti*, si è attestata a 69 milioni di euro, in crescita di 7 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi dell'anno precedente. La crescita è riconducibile prevalentemente al comparto della distribuzione elettrica (+5 milioni di euro) a seguito dei maggiori ricavi ammessi determinati dall'AEEGSI per l'esercizio 2015 con Delibera 146/15/R/eel. Tale effetto sarà più che compensato, a partire dal mese di giugno 2015, dall'incremento del vincolo tariffario 2014 approvato dall'Autorità di settore a giugno 2014 con Delibera 258/14/R/eel. Nel trimestre in esame si rileva inoltre un incremento del margine nel comparto dell'illuminazione pubblica (+3 milioni di euro), determinato dall'avvio, a luglio 2014, del progetto di sostituzione degli apparati luminosi nel Comune di Milano con nuove lampade a LED a basso consumo energetico.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit EPCG* è risultato pari a 25 milioni di euro, in crescita di 5 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi del 2014.

Tale andamento, riconducibile sia al comparto energia che al comparto della distribuzione, è sostanzialmente dovuto alle maggiori quantità di energia elettrica venduta ai clienti finali.

Gli **“Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni”** ammontano complessivamente a 109 milioni di euro (123 milioni di euro al 31 marzo 2014) ed includono gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali e materiali per 98 milioni di euro (115 milioni di euro al 31 marzo 2014) e accantonamenti netti per 11 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 marzo 2014).

La voce risulta complessivamente in riduzione di 14 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio, per effetto dei minori ammortamenti delle immobilizzazioni materiali dovuti sia alla revisione delle vite utili degli impianti CCGT, a partire dal mese di luglio del 2014, sia alle svalutazioni da *Impairment Test* effettuate al 31 dicembre 2014, parzialmente compensati dai maggiori accantonamenti a fondi rischi su crediti effettuati nel periodo.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il **“Risultato Operativo Netto”** ha raggiunto i 228 milioni di euro in crescita di 46 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2014 (182 milioni di euro al 31 marzo 2014).

Gli **“Oneri netti della gestione finanziaria”** sono risultati pari a 42 milioni di euro (44 milioni di euro nel primo trimestre 2014). La riduzione rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio, pari a 2 milioni di euro, è riconducibile principalmente a minori interessi finanziari passivi netti sul debito per 4 milioni di euro rettificati dall'andamento della variazione dei *fair value* dei contratti su derivati finanziari negativo per 2 milioni di euro.

La **“Quota di risultato di società consolidate ad equity”** è stata positiva per 1 milione di euro (positiva per 4 milioni di euro al 31 marzo 2014) ed è attribuibile principalmente alla valutazione a Patrimonio netto della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A..

Il primo trimestre 2014 beneficiava dei risultati della partecipata Dolomiti Energia S.p.A., positivi per 2 milioni euro.

Gli “**Oneri per imposte sui redditi**” nel periodo in esame sono risultati pari a 60 milioni di euro (54 milioni di euro al 31 marzo 2014). Segnaliamo che in conseguenza della Sentenza 10/2015 della Corte Costituzionale, che ha dichiarato l’incostituzionalità dell’addizionale IRES del 6,50% (cd. “Robin Hood Tax”), con effetto dal 12 febbraio 2015, in questo bilancio non è presente alcun effetto relativo a tale imposta, dal momento che le imposte anticipate e differite stanziate sulle differenze temporanee generate in precedenti esercizi sono state interamente riversate nell’esercizio 2014, mentre il 31 marzo 2014 recepiva gli effetti dell’applicazione della Robin Tax. Segnaliamo altresì che, a seguito della previsione di cui all’art. 1, comma 20, della Legge 23 dicembre 2014, n. 190 (cd. “Legge di stabilità 2015”), dal corrente periodo d’imposta viene dedotto dall’IRAP l’intero costo del lavoro relativo al personale dipendente con contratto a tempo indeterminato.

Il “**Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo**”, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti, è risultato pari a 117 milioni di euro (80 milioni di euro al 31 marzo 2014).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Il “**Capitale investito**” consolidato al 31 marzo 2015 ammonta a 6.614 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 3.307 milioni di euro e nella Posizione Finanziaria Netta per 3.307 milioni di euro.

Il “**Capitale di funzionamento**” ammonta a 478 milioni di euro, in aumento di 130 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 principalmente in seguito alla riduzione dei debiti commerciali e delle altre passività correnti, in parte compensata dalla riduzione delle rimanenze di gas esistenti al 31 dicembre 2014.

Il “**Capitale immobilizzato netto**”, è pari a 6.136 milioni di euro, in diminuzione di 58 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 principalmente a causa degli ammortamenti di competenza del periodo.

La “**Posizione finanziaria netta**”, pari a 3.307 milioni di euro, è in miglioramento di 56 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 a seguito della positiva generazione di cassa della gestione operativa, parzialmente compensata dalle risorse assorbite dalle attività di investimento in immobilizzazioni materiali e immateriali per 49 milioni di euro.

Milioni di euro	31 03 2015	31 12 2014	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	6.136	6.194	(58)
- Immobilizzazioni materiali	5.579	5.625	(46)
- Immobilizzazioni immateriali	1.320	1.318	2
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	84	82	2
- Altre attività/passività non correnti (*)	(293)	(287)	(6)
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	307	323	(16)
- Fondi rischi, oneri e passività per discariche	(498)	(498)	-
- Benefici a dipendenti	(363)	(369)	6
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(383)</i>	<i>(383)</i>	
Capitale di funzionamento	478	348	130
- Rimanenze	180	284	(104)
- Crediti commerciali e altre attività correnti (*)	1.902	1.846	56
- Debiti commerciali e altre passività correnti (*)	(1.643)	(1.865)	222
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	39	83	(44)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(24)</i>	<i>(28)</i>	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	-	-	-
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	6.614	6.542	72
 FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	3.307	3.179	128
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	3.915	3.908	7
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(608)	(545)	(63)
Totale Posizione finanziaria netta	3.307	3.363	(56)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>54</i>	<i>51</i>	
TOTALE FONTI	6.614	6.542	72

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

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2015 31 03 2015	01 01 2014 31 03 2014
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DEL PERIODO	(3.363)	(3.874)
Risultato netto (**)	127	88
Ammortamenti	98	115
Svalutazioni/smobilizzati di immobilizzazioni materiali e immateriali	1	-
Risultato da partecipazioni valutate ad equity	(1)	(4)
Imposte nette pagate	-	-
Variazioni delle attività e delle passività (*)	(117)	7
Flussi finanziari netti da attività operativa	108	206
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(49)	(50)
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(49)	(50)
Free cash flow	59	156
Cash flow da distribuzione dividendi	-	-
Variazione delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	(3)	(3)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DEL PERIODO	(3.307)	(3.721)

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

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

Eventi di rilievo del periodo

A2A S.p.A. e il Gruppo Repower siglano accordo per la mobilità elettrica

In data 13 gennaio 2015 A2A S.p.A. e il Gruppo Repower, uno tra i primi operatori svizzeri nella gestione da fonti rinnovabili, hanno concluso un accordo per rendere accessibili a un numero maggiore di utenti le infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici. Grazie a questa nuova collaborazione, ai clienti di Repower è stata consegnata una tessera con la quale potranno accedere, fino a dicembre 2015, al servizio offerto dai punti di ricarica del Gruppo A2A. Si tratta di un vantaggio concreto che permette di rendere più semplice l'uso di veicoli elettrici.

24

Tale accordo nasce nell'interesse della mobilità elettrica, grazie alla comune volontà di sostenere attivamente questo nuovo settore, rilanciandolo con nuovi servizi.

L'infrastruttura pubblica di ricarica per auto elettriche realizzata a Brescia e Milano, con un totale di 50 colonnine per 100 punti di ricarica, è ormai a regime e, già da luglio 2013, permette la ricarica veloce fino a 22 kW in trifase, consentendo alle auto di ultima generazione di ricaricarsi all'80% in circa 50 minuti. In parallelo, proseguono le installazioni di punti di ricarica privati per società di car-sharing e possessori di veicoli elettrici a beneficio della qualità dell'aria delle città.

A2A Ciclo Idrico S.p.A.: eccellenti risultati ottenuti sulla qualità dell'acqua di Brescia

Grazie agli interventi avviati da A2A Ciclo Idrico S.p.A. nel corso del 2014, la qualità dell'acqua potabile di Brescia è ulteriormente migliorata.

A dicembre 2014 il valore di Cromo Esavalente, registrato nel 75% dell'acqua immessa nell'acquedotto cittadino, è risultato inferiore a 2 microgrammi/litro, concentrazione al di sotto del limite di rilevabilità delle metodiche analitiche attualmente utilizzate.

Il 100% dell'acqua ha un valore inferiore a 3 microgrammi/litro, quantità che è molto al di sotto dei migliori standard normativi mondiali.

È opportuno ricordare che per il Cromo Totale (comprensivo di Cromo Trivalente e Cromo Esavalente) il valore limite attuale, fissato dalle normative di riferimento, è pari a 50 microgrammi/litro; valore confermato anche nell'ultima edizione delle *Guideline for Drinking Water Quality* dell'Organizzazione Mondiale della Sanità. Gli impianti realizzati consentono la trasformazione del Cromo Esavalente (solubile in acqua) in Cromo Trivalente (insolubile in acqua), tramite l'addizione di Solfato Ferroso (FeSO_4). Il Cromo Trivalente viene poi rimosso definitivamente, filtrando l'acqua su un letto di carbone attivo.

A2A Ciclo Idrico S.p.A. ha iniziato l'attività di installazione del sistema di abbattimento del Cromo Esavalente nei pozzi che ne avevano una maggiore presenza (Sereno 2, San Donino, Grazzine e San Bartolomeo).

L'ammontare degli investimenti a carico del Gruppo A2A, per conseguire un miglioramento nella qualità dell'acqua distribuita nella città di Brescia, è di oltre 4 milioni di euro in 2 anni.

L'acquedotto di Brescia, gestito dalla società A2A Ciclo Idrico S.p.A., è rigorosamente controllato secondo un protocollo di analisi concordato con l'ASL. Questo protocollo prevede il prelievo mensile di campioni di acqua sia ai punti di controllo (26 dislocati su tutto il territorio cittadino) rappresentativi della rete distributiva, che agli impianti di trattamento, mentre per le fonti di approvvigionamento i controlli sono annuali o con frequenza inferiore in relazione alla qualità dell'acqua grezza prelevata.

Oltre ai suddetti controlli, dall'aprile 2014, settimanalmente, viene misurata la concentrazione di Cromo Esavalente e Cromo Totale in tutti i 26 punti di controllo della rete ed i risultati sono regolarmente pubblicati sul sito di A2A Ciclo Idrico S.p.A..

Nel 2014, per la sola città di Brescia, A2A Ciclo Idrico S.p.A. ha effettuato 4.600 verifiche (3.968 per il controllo dei parametri chimico-fisici e 632 per il controllo dei parametri microbiologici) ed ha misurato complessivamente 50.430 parametri chimici, fisici e biologici. Le analisi hanno confermato la piena rispondenza dell'acqua distribuita dal civico acquedotto al Decreto Legislativo 31/01.

Ogni anno tutte le analisi vengono trasmesse in copia all'ASL di competenza che effettua propri prelievi e analisi per assicurare la massima indipendenza ed efficacia dei controlli nei confronti del gestore.

Brescia a led: nuovo progetto di illuminazione pubblica

Entro il 2016 tutti i punti luce di Brescia, circa 43 mila, utilizzeranno apparecchi a led grazie ad un piano di sostituzione voluto dal Comune di Brescia e realizzato dal Gruppo A2A.

Una scelta innovativa che garantirà uguale efficienza e pari resa luminosa, un risparmio del 39% dei consumi e di 8 milioni di euro in 10 anni sulla “bolletta” del Comune di Brescia.

Il 39% di energia elettrica in meno significa infatti risparmiare ogni anno più di 1.300 TEP (tonnellate equivalenti di petrolio), pari al consumo annuo di circa 1.500 automobili, ed evitare l’emissione in atmosfera di 2.700 tonnellate di CO₂.

Grazie alla nuova illuminazione, infatti, il consumo annuo pro capite verrà quasi dimezzato, passando dai 92 kWh attuali ad una quota di 56 kWh.

Nel complesso si passa da oltre 18 milioni di kWh annui, quantità di energia sufficiente a soddisfare il fabbisogno energetico di 8.200 appartamenti, a 11 milioni di kWh, corrispondenti al consumo ipotetico di 5.000 appartamenti.

L’ammontare degli investimenti a carico del Gruppo A2A è di 12 milioni di euro, per sostituire tutti i corpi illuminanti della città.

La scelta a favore dei *led* significa un miglioramento in termini di efficienza e sicurezza. I nuovi corpi illuminanti, infatti, garantiscono uguale prestazione luminosa rispetto alle tradizionali lampade fino ad oggi utilizzate (100 lumen/watt), ma con un migliore orientamento del fascio luminoso, oltre a un ciclo di vita molto più lungo (anche 5 volte di più rispetto alle tradizionali lampade) che, in termini di qualità del servizio e sicurezza, vuol dire meno luci guaste e spente sulle vie della città.

Saranno almeno 2.500 le lampade bruciate in meno ogni anno. E con la nuova tecnologia di telecontrollo adottata le informazioni sulle condizioni degli impianti e su eventuali malfunzionamenti arriveranno in tempo reale consentendo di intervenire molto più rapidamente.

Anche a fine vita, i *led* rappresentano un vantaggio ambientale per la totale assenza di mercurio e altre sostanze inquinanti.

La maggiore efficacia dell’illuminazione a *led* avrà anche l’effetto di diminuire l’inquinamento luminoso, grazie alla concentrazione della luminosità verso i marciapiedi e le strade e l’assenza di emissione di intensità luminosa verso l’alto.

La riduzione delle spese è garantita anche dal significativo risparmio energetico e dalla riduzione dei costi di manutenzione ordinaria e sostituzione dei *led*, che si distinguono per la durata, la resistenza alle vibrazioni e alle sfavorevoli condizioni atmosferiche.

A2A ha realizzato “ILLUMINiamo,” una nuova app per informare i cittadini sull’avanzamento del progetto, con un contatore che permette agli utenti di conoscere il numero e la percentuale di lampade già sostituite. Grazie a ILLUMINiamo, i cittadini hanno la possibilità di segnalare direttamente ad A2A – anche mediante la rilevazione automatica della posizione del proprio dispositivo – la presenza di lampioni spenti o di vie non illuminate.

A2A Energia S.p.A. ha in programma alcune iniziative per diffondere i valori del progetto e promuovere l'utilizzo dell'illuminazione a *led* anche nelle abitazioni.

Sono previsti inoltre eventi dedicati ai quartieri di Brescia, non appena la sostituzione delle lampade con le nuove apparecchiature a *led* sarà completata in ciascuna area della città.

A2A Ambiente S.p.A.: sottoscritto accordo con Apindustria Brescia per la gestione integrata dei rifiuti delle aziende

In data 30 gennaio 2015 A2A Ambiente S.p.A. e Apindustria Brescia hanno sottoscritto un accordo per la gestione integrata dei rifiuti prodotti dalle aziende associate.

L'intesa rappresenta una concreta opportunità per le imprese associate che potranno, così, usufruire di condizioni di servizio vantaggiose e semplificate attraverso A2A Ambiente S.p.A. che funge da unica interfaccia e che garantisce tempestivamente un servizio qualificato per affrontare ogni tematica connessa alla gestione dei rifiuti ed agli adempimenti normativi conseguenti, con particolare attenzione alle attività di trattamento finale effettuate con elevati *standard* di qualità e sicurezza presso impianti prevalentemente di proprietà del Gruppo A2A, o accreditati da essa, autorizzati e certificati dai più autorevoli Enti a livello nazionale.

La raccolta ed il trattamento dei rifiuti industriali, infatti, è una attività complessa, regolata da una molteplicità di norme, che richiede competenza specifica e aggiornamento costante.

Grazie alla collaborazione con A2A Ambiente S.p.A., società *leader* in Italia nel settore ambientale, le imprese bresciane potranno avvalersi, inoltre, di un rapporto diretto con l'operatore finale, evitando il ricorso ad intermediari. In questo modo sarà agevolata la trasparenza dell'intero processo di tracciabilità dei rifiuti, con una precisa individuazione delle responsabilità degli attori coinvolti.

L'accordo si rivolge a più di 1.000 aziende potenzialmente interessate, con una produzione stimata in 10.000 tonnellate di rifiuti industriali l'anno.

In base all'accordo, nei prossimi mesi Apindustria Brescia gestirà le attività di divulgazione e promozione dei contenuti dell'intesa, gli eventuali incontri di aggiornamento dedicati agli associati. A2A Ambiente S.p.A. si occuperà delle attività di contatto con il cliente segnalato da Apindustria Brescia, della formulazione delle offerte, della stipula dei contratti, dell'organizzazione e della gestione della logistica per la raccolta e trasporto del rifiuto e del conferimento agli impianti di trattamento o recupero.

A2A S.p.A.: conclusa con successo l'emissione obbligazionaria per 300 milioni di euro

In data 18 febbraio 2015 A2A S.p.A. ha effettuato l'emissione di un prestito obbligazionario di importo pari a 300 milioni di euro e della durata di dieci anni, a valere sul proprio Programma *Euro Medium Term Notes* il cui rinnovo ed incremento a complessivi 4 miliardi di euro è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione il 6 novembre 2014.

L'emissione, destinata esclusivamente a investitori istituzionali, ha registrato ordini corrispondenti a dodici volte l'ammontare offerto. Le obbligazioni hanno una cedola annua di 1,75%, cedola ai livelli minimi per il Gruppo A2A, e sono state collocate ad un prezzo di emissione pari a 99,221%, con uno *spread* di 110 punti base rispetto al tasso di riferimento *midswap*. Le obbligazioni sono regolate dalla legge inglese e ne è stata richiesta l'ammissione alla quotazione sul mercato regolamentato della Borsa del Lussemburgo in data 25 febbraio 2015, subordinatamente alla sottoscrizione della relativa documentazione contrattuale. Ai titoli rappresentativi del prestito obbligazionario sarà assegnato un *rating* da parte di Moody's e Standard&Poor's.

28

L'emissione, destinata al rimborso di una quota parte del debito esistente, consentirà di ridurre il tasso medio del debito del Gruppo A2A e, in linea con la strategia finanziaria, allungare la durata media del debito e ottimizzare il profilo temporale delle scadenze.

Come comunicato in precedenza, il Gruppo A2A ha inoltre lanciato un'offerta per il riacquisto parziale delle obbligazioni con scadenza 2016, il cui ammontare nominale in circolazione è pari a 762 milioni di euro. Le condizioni di riacquisto sono descritte nel *Tender Offer Memorandum* del 18 febbraio 2015.

L'operazione di collocamento è stata curata da Banca IMI, Barclays, BNP Paribas e UniCredit in qualità di *Joint Bookrunner*. L'operazione di *Tender Offer* è curata da Barclays e BNP Paribas.

Indagine Databank-Cerved: A2A Energia S.p.A. ancora prima nella soddisfazione dei clienti

Per il terzo anno consecutivo l'Osservatorio Energia Databank di Cerved ha confermato A2A Energia S.p.A., società di vendita di energia elettrica e gas naturale del Gruppo A2A, primo operatore del mercato in termini di soddisfazione dei clienti. L'indagine condotta dall'Area Databank di Cerved, giunta alla settima edizione e svolta tra settembre e dicembre 2014, ha interessato 8.200 clienti a cui è stato sottoposto telefonicamente un questionario strutturato, consentendo il confronto "in chiaro" delle *performance* dei principali operatori del mercato (fra i quali Eni, Enel, A2A, Hera, Iren, Acea, Edison) con riferimento ad alcuni fattori di qualità

del servizio commerciale, quali:

- la varietà di canali messi a disposizione per poter comunicare facilmente con l'azienda;
- la possibilità di scegliere soluzioni e tariffe che soddisfino le esigenze di ogni cliente;
- la capacità di risoluzione dei problemi e delle richieste dei clienti nel minor tempo possibile;
- il rapporto qualità/prezzo del servizio;
- la chiarezza e la semplicità di lettura delle fatture, la regolarità della loro emissione e la correttezza degli importi riportati;
- il periodo di tempo che intercorre tra l'invio della fattura e il termine di pagamento.

Il livello di soddisfazione complessiva dichiarato dai clienti di A2A Energia S.p.A., in particolare sul segmento dei clienti domestici, è il più elevato tra i principali operatori che operano nel mercato energetico nazionale.

Carlo Tassara: causa per danni contro EDF e A2A S.p.A. sul riassetto di Edison

29

In data 24 marzo 2015 la Carlo Tassara S.p.A. ha intentato una causa in sede civile contro A2A e il colosso francese EDF per gli “ingentissimi danni subiti al valore della propria partecipazione in Edison”, nel riassetto del gruppo energetico risalente al 2012. Il procedimento è stato avviato nei giorni scorsi e notificato alle parti interessate. La riorganizzazione di Edison si era conclusa con un accordo annunciato in data 26 dicembre 2011, in base al quale EDF acquistava il 30% di Edison in mano ai soci italiani (guidati da A2A) e successivamente lanciava un’Opa sul resto del capitale, mentre a loro volta i soci italiani rilevavano il 50% di Edipower dalla stessa Edison. Secondo le accuse della Carlo Tassara S.p.A., “il corrispettivo pagato per la cessione di Edipower è stato determinato ben al di sotto del valore che questa avrebbe avuto in una transazione isolata per compensare lo sconto a sua volta concesso dai soci italiani a EDF nell’acquisto delle azioni Edison”. Sconto di cui la Tassara lamenta le pesanti conseguenze economiche, visto che è stata “costretta a cedere il 10% di Edison in suo possesso aderendo all’Opa a un prezzo svilito e subendo un ingentissimo danno della partecipazione, testimoniato dalla svalutazione iscritta a bilancio 2011 per complessivi 294 milioni di euro”. La holding guidata da Pietro Modiano conclude sottolineando che A2A S.p.A. ed EDF hanno agito in violazione dell’articolo 2497 del codice civile e “mediante l’esercizio congiunto dell’attività di direzione e coordinamento di Edison hanno perseguito esclusivamente la soddisfazione di propri convergenti interessi imprenditoriali, in spregio della società eterodiretta, dei principi di corretta gestione imprenditoriale e societaria e dell’interesse dei soci di minoranza”. Di qui la richiesta di risarcimento del danno nella misura che risulterà in corso di causa, a seguito di una perizia tecnica d’ufficio, oltre a interessi legali e rivalutazione monetaria.

La società ritiene di aver operato correttamente e sta procedendo con le proprie valutazioni.

A2A Ciclo Idrico S.p.A.: avviato progetto di razionalizzazione del servizio idrico integrato

In data 26 marzo 2015 A2A Ciclo Idrico S.p.A., Acque Ovest Bresciano due S.r.l., Garda Uno S.p.A., Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., Servizi Idrici Valle Camonica S.r.l., Gandoverde Depurazione S.r.l. e la Provincia di Brescia hanno sottoscritto una lettera di intenti che prevede la possibilità di avviare un progetto di razionalizzazione ed efficientamento del servizio idrico integrato all'interno dell'ATO (Ambito Territoriale Ottimale) di Brescia mediante aggregazione delle gestioni oggi affidate alle Parti in un'unica società.

Attraverso l'operazione, le aziende unitamente alla Provincia ed in linea con i recenti indirizzi governativi e con l'evoluzione del settore dei servizi pubblici locali, ove sussistano le condizioni necessarie, puntano a creare un operatore che, grazie ad una scala adeguata ed una gestione unitaria sui territori di riferimento, possa:

- rendere maggiormente efficiente il servizio;
- migliorare la qualità del servizio all'utenza;
- attrarre nuove significative risorse finanziarie, sia come finanziamenti sia come capitale proprio;
- accelerare gli investimenti necessari all'adeguamento e al potenziamento delle infrastrutture;
- avere ricadute rilevanti sul territorio in termini di sviluppo dell'indotto legato ai nuovi investimenti;
- migliorare gli impatti ambientali (ottimizzazione delle risorse idriche e minore inquinamento).

Nelle prossime settimane le società e la Provincia di Brescia approfondiranno i termini del progetto di aggregazione definendo, in particolar modo, un piano industriale congiunto ed un percorso societario idoneo.

In seguito alla definizione di tali elementi potrà essere verificata la possibilità di un ulteriore allargamento della compagine sociale ad altri enti e ad investitori finanziari che possano contribuire all'accelerazione degli investimenti sul territorio.

A2A S.p.A.: dimissioni di un Consigliere

In data 27 marzo 2015 il Consigliere Indipendente Mario Cocchi ha rassegnato le dimissioni dalla carica di Consigliere di Amministrazione e conseguentemente anche da Vice Presidente del Comitato Controllo e Rischi.

Comuni di Milano e Brescia: vendita quota azionaria di A2A S.p.A.

Si segnala che nel corso dei primi due mesi dell'esercizio 2015 il Comune di Milano e il Comune di Brescia hanno venduto una quota azionaria di A2A S.p.A. pari al 4,5%.

Tale operazione è stata realizzata ad integrazione della vendita di un pacchetto di azioni di A2A S.p.A. pari allo 0,51% effettuata nel corso del mese di dicembre 2014.

Alla data di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2014 i due azionisti detengono una quota partecipativa pari al 50% più due azioni che consentirà alle due municipalità di mantenere il controllo sulla società.

A2A S.p.A.: accordo con il Governo del Montenegro per la gestione di EPCG

A2A S.p.A. e il Governo del Montenegro hanno concordato di estendere i diritti di gestione di A2A S.p.A. in EPCG fino al 30 giugno 2015.

Tale estensione consente di proseguire le negoziazioni già avviate per la continuazione della *partnership* in tema di redditività e di scelte di investimento, di definizione e stabilità di un nuovo piano regolatorio e infine di autonomia ed efficienza gestionale.

Proseguiranno inoltre le attività in EPCG volte a creare le premesse per un'effettiva redditività e un ritorno per gli azionisti, inclusa la possibile distribuzione di dividendi.

31

Termovalorizzatore di Acerra: istituito osservatorio regionale ambientale

La Giunta regionale della Campania ha istituito l'osservatorio ambientale del termovalorizzatore di Acerra. L'osservatorio ambientale regionale del termovalorizzatore di Acerra è un organismo indipendente di interfaccia fra i cittadini (rappresentati anche attraverso le loro associazioni), le istituzioni ed il gestore dell'impianto che ha il compito di vigilare in modo permanente sul corretto funzionamento dell'impianto di termovalORIZZAZIONE.

L'osservatorio acquisisce analisi e sintesi dei dati tecnici e scientifici riguardanti le caratteristiche ed il funzionamento dell'impianto e dei risultati dei monitoraggi delle emissioni del termovalorizzatore forniti dalla società di gestione e dagli enti di controllo, lo studio modelistico di ricaduta degli inquinanti sui territori circostanti l'impianto redatto da un soggetto terzo individuato unitamente con la regione Campania e il comune di Acerra, la relazione sullo stato di qualità del suolo e delle acque sotterranee, e propone soluzioni tecniche finalizzate all'ulteriore abbattimento degli inquinanti.

L'osservatorio risulta composto come riportato di seguito: rappresentante del dipartimento della salute e delle risorse naturali in qualità di presidente; rappresentante della direzione generale per la tutela della salute e il coordinamento del sistema sanitario regionale; rappresentante della direzione generale per l'ambiente e l'ecosistema; rappresentante della direzione generale per le politiche agricole, alimentari e forestali; rappresentante della città metropolitana di Napoli; sindaco del comune di Acerra o suo delegato; sindaco del comune di San Felice a Cancello o suo delegato; rappresentante dell'ASL Napoli 2 Nord; rappresentante dell'ARPAC (Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale) distretto provinciale di Napoli; rappresentanti delle principali associazioni ambientaliste segnalate dal comune di Acerra e San Felice a Cancello in numero massimo di due; epidemiologo designato dalla Università degli Studi di Napoli Federico II; ingegnere chimico industriale designato dalla Università degli Studi di Napoli Federico II.

Eventi di rilievo successivi al 31 marzo 2015

A2A S.p.A.: approvato il Piano Strategico 2015-2019

In data 9 aprile 2015 il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha esaminato e approvato il Piano Strategico 2015-2019 del Gruppo. È il primo piano strategico predisposto dalla nuova governance della società, guidata dal Presidente Giovanni Valotti e dall'Amministratore Delegato Luca Valerio Camerano, entrambi nominati lo scorso giugno.

Obiettivo principale del Piano è rilanciare e ridisegnare il Gruppo A2A, avviando un percorso di riposizionamento strategico che consegnerà nel 2020 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*.

Le principali linee di sviluppo del Piano sono riconducibili a tre macro aree di intervento, caratterizzate da missioni differenti:

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* del Gruppo A2A per cogliere le opportunità del futuro.

Con riferimento alla prima area di intervento, l'attuale contesto del settore termoelettrico impone decisioni e azioni incisive. Il Gruppo avvierà un percorso articolato di riduzione dell'esposizione e contemporaneo ammodernamento della propria generazione termoelettrica. In particolare sono previsti la contrazione della capacità termoelettrica del 40%, una forte riduzione dei costi operativi (circa 21 milioni di euro annui), la riconversione degli impianti obsoleti e circa 35 milioni di euro di investimenti destinati alla flessibilizzazione dei Cicli Combinati esistenti, al fine di poter svolgere un ruolo da protagonista nel nuovo mercato elettrico. Le attività di ristrutturazione della generazione tradizionale è atteso contribuiscano alla creazione di circa 148 milioni di euro di margine operativo lordo incrementale al 2019.

In tema di investimenti, è stato previsto il rilancio degli stessi (1,4 miliardi di euro su un totale di 2,1 miliardi di euro di investimenti di Gruppo) con l'obiettivo di rafforzare la propria *lea-*

dership in settori caratterizzati da ottime prospettive di sviluppo e marginalità in crescita. In particolare:

- nel settore ambiente è previsto un rafforzamento della presenza nel segmento di trattamento della frazione residua a valle della raccolta differenziata – circa 1 milione di tonnellate - sia attraverso crescita organica sia attraverso mirate operazioni di acquisizione, e un rinnovato impegno nelle attività di ingegneria ed EPC, in Italia e all'estero. Anche la raccolta di rifiuti registrerà una crescita degli abitanti serviti al 2019 del 20% rispetto al 2014. Il rilancio dell'ambiente contribuirà alla crescita del Margine Operativo Lordo per circa 54 milioni di euro;
- nel comparto della distribuzione del gas naturale sono previsti investimenti finalizzati a consolidare e rafforzare la presenza del Gruppo nei territori presidiati a seguito della partecipazione ai bandi di gara in fase di definizione per l'affidamento del servizio (+13% dei punti di riconsegna del gas a fine piano rispetto al 2014 e più 19 milioni di euro);
- il teleriscaldamento sarà ulteriormente sviluppato generando al 2019 una crescita del 18% dei volumi erogati e circa 28 milioni di euro di Margine Operativo Lordo rispetto al 2014, attraverso l'ottimizzazione della rete esistente, il potenziamento delle fonti di calore maggiormente competitive e sfruttando la presenza consolidata del Gruppo A2A nei principali centri urbani della Lombardia, molti dei quali ancora oggi caratterizzati da bassi livelli di penetrazione;
- il segmento *retail* del *business* energia sarà caratterizzato da un'importante fase di espansione, nella continuità delle linee strategiche già delineate, con significativi investimenti destinati a rafforzare i canali di vendita per triplicare i clienti serviti sia nel mercato del gas sia dell'energia elettrica nel periodo 2015-2019. Il contributo alla crescita del Margine Operativo Lordo è atteso in circa 53 milioni di euro;
- anche il margine di EPCG, controllata Montenegrina del Gruppo, evidenzia una crescita nel corso dell'arco temporale del Piano (circa +60 milioni di euro al 2019) determinata dall'aumento della produzione, ulteriori efficientamenti operativi e dall'evoluzione tariffaria a partire dal 2016.

La terza area di intervento è finalizzata, tramite investimenti graduali e scalabili, a porre le basi per consentire al Gruppo A2A di cogliere le crescenti opzioni nascenti dalla *Smart City* e dalla *Green Economy*. Sono previsti l'avvio delle attività necessarie ad affrontare con successo il cambio di paradigma del sistema elettrico, ponendo le basi per la realizzazione di nuove soluzioni industriali, sviluppate a partire da progetti già operativamente in corso (es. progetto LED nei Comuni di Milano e Brescia e linea di *business* efficienza energetica), fino ad arrivare a servizi maggiormente innovativi sempre nella conservazione dell'energia, *energy community* e *smart grids*. Il contributo alla crescita complessiva del Margine Operativo Lordo di queste attività è di circa 33 milioni di euro.

Il raggiungimento di tali obiettivi sarà perseguito nel rispetto e tramite tre ulteriori linee guida:

Disciplina operativa e nella struttura del capitale, declinata secondo le seguenti direttive:

- realizzazione di un’organizzazione efficace, orientata al raggiungimento dei risultati, con *Business Units* dedicate, *staff* efficienti, *governance* semplificata ed una maggiore delega al *management*;
- efficienza operativa: oltre a proseguire nel percorso di identificazione e realizzazione di iniziative di efficienza operativa (previsto in arco piano risparmi per circa 130 milioni di euro di costi operativi), è stato avviato un ambizioso progetto (non ancora valorizzato nei numeri di piano) di revisione dei processi *Corporate* e *Business* del Gruppo in un’ottica di miglioramento continuo. Obiettivo del progetto è quello di aumentare l’efficienza e l’efficacia dei processi aziendali, migliorando contestualmente la flessibilità e garantendo un puntuale presidio operativo;
- politica dei dividendi in crescita in linea con lo sviluppo del piano, ma compatibile con il rafforzamento della solidità finanziaria e patrimoniale del Gruppo. Il Piano Strategico prevede la conferma per gli anni 2015 e 2016 (DPS pari a circa 3,6 centesimi di euro) del dividendo 2014 a sua volta incrementato del 10% rispetto al 2013. Una significativa crescita è prevista per gli anni successivi di piano in coerenza con lo sviluppo dei risultati industriali e con il contestuale rafforzamento degli indici di solvibilità finanziaria ai fini del mantenimento di un profilo di rischio del debito coerente con un rating di solido “*Investment Grade*”;
- dialogo teso alla valorizzazione dei dipendenti e alla qualità della vita nei territori. In tale ambito, al fine di sviluppare la partecipazione attiva ed il merito, sono stati lanciati alcuni importanti progetti, tra i quali il Progetto *Gulliver*, dedicato alla rotazione delle competenze e delle esperienze lavorative all’interno dell’azienda, il Progetto *Futura2a*, finalizzato allo sviluppo dei giovani talenti, alla loro *retention* e allo sviluppo dell’innovazione;
- gestione di progetti trasversali con il ricorso a PMO scelti fra i giovani del Gruppo;
- lancio dei Bilanci di Sostenibilità territoriali accompagnati da impegni puntuali assunti nei forum degli *stakeholder*;
- iniziative per il miglioramento della qualità della rendicontazione progetti, attività e risultati d’azienda;
- digitalizzazione e trasformazione tecnologica: 8 progetti per la trasformazione digitale e tecnologica del Gruppo A2A, attraverso un uso più ampio e moderno dei canali digitali ed un nuovo posizionamento del marchio aziendale, con lo scopo di acquisire nuovi clienti, sviluppare il *cross-selling*, ampliare l’offerta di servizi e preservare il livello di qualità del servizio, oggi ai vertici del settore.

A2A S.p.A.: nomina di un Consigliere

In data 9 aprile 2015, il Consiglio di Amministrazione ha provveduto a nominare, ai sensi degli articoli 18 dello Statuto sociale vigente e 2386 Codice Civile, Giambattista Brivio quale Amministratore non esecutivo della Società in sostituzione di Mario Cocchi dimessosi lo scorso 27 marzo. Il nuovo Amministratore rimarrà in carica fino alla prossima Assemblea.

Inaugurata a Brescia la sede del Gruppo di Protezione Civile A2A

In data 20 aprile 2015 è stata inaugurata la sede della sezione di Brescia dei Volontari di Protezione Civile del Gruppo A2A.

Alla cerimonia hanno preso parte il Presidente di A2A, Giovanni Valotti, e l'Assessore all'Ambiente con delega alla Protezione Civile, Gianluigi Fondra.

Della sezione di Brescia fanno parte i dipendenti delle società del Gruppo che hanno scelto di mettere al servizio della comunità e del territorio le competenze acquisite attraverso le esperienze maturate in ambito lavorativo.

Il Gruppo di Protezione Civile A2A è iscritto dal 2000 nel Registro regionale del volontariato della Regione Lombardia ed essendo l'unica associazione a garantire interventi specialistici su impianti di distribuzione di elettricità, gas ed acqua, nel 2013 è stato dichiarato “Associazione di interesse nazionale” dal Dipartimento Nazionale della Protezione Civile ed ammesso nella ristretta rosa di organizzazioni alle sue dirette dipendenze.

Tra i numerosi interventi a cui ha preso parte il Gruppo di Protezione Civile A2A si ricordano, in particolare, il terremoto in Molise del 2002, lo tsunami che ha colpito il Sud Est Asiatico nel 2005, il terremoto in Abruzzo del 2009 e il terremoto ad Haiti del 2010.

A2A Reti Gas S.p.A.: adempimenti agli obblighi della Delibera 651/2014/R/gas

In osservanza degli obblighi introdotti dalla Delibera 651/2014/R/gas “Disposizioni in materia di obblighi di messa in servizio degli smart meter gas”, introdotta nel mese di dicembre 2014, tra il 2015 e il 2019 A2A Reti Gas S.p.A. procederà alla sostituzione di circa 120.000 contatori con i nuovi standard elettronici.

A tale scopo A2A Reti Gas S.p.A. ha adottato un proprio modello organizzativo con uno specifico team di progetto dedicato a tempo pieno allo sviluppo ed all'attuazione di tutte le attività necessarie.

Nel 2015 gli interventi avverranno in due fasi, ed in particolare:

- fino ad ottobre 2015 si procederà con la sostituzione di 75.000 contatori e con la sperimentazione in radio frequenza su 10.000 contatori in specifiche aree di Milano e Brescia;
- da ottobre a dicembre 2015 avrà luogo la seconda fase che comporterà la sostituzione della restante quantità necessaria al raggiungimento dell'obiettivo fissato dalla Delibera.

Questo progetto rientra in una parte del vasto programma, definito e regolato dall'Unione Europea, per il raggiungimento degli obiettivi minimi in termini di sostenibilità ambientale, di sicurezza, di bilancio energetico e, soprattutto, per rendere i clienti finali consapevoli del proprio utilizzo dell'energia.

La maggiore flessibilità nelle tecnologie utilizzate offrirà vantaggi e benefici concreti e consentirà in futuro di arrivare più velocemente a tariffe *ad hoc* per fascia o personalizzate per cliente, con la possibilità di introduzione di sistemi innovativi (come ad esempio la domotica).

A2A S.p.A.: dimissioni di un Consigliere

37

In data 29 aprile 2015 il Consigliere Indipendente Stefano Cao ha rassegnato le dimissioni dalla carica di Consigliere di Amministrazione, a seguito di ulteriori incarichi di lavoro che non gli consentono di garantire l'impegno e la concreta presenza operativa richiesta dal ruolo.

L'Ing. Cao cessa conseguentemente anche dalla carica di componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

Il Consiglio di Amministrazione, tenuto conto dell'imminente scadenza assembleare, ha deliberato di non cooptare alcun componente del Consiglio stesso fino alla data dell'Assemblea, prevedendone la nomina all'ordine del giorno.

Evoluzione prevedibile della gestione

I risultati conseguiti dal Gruppo nel primo trimestre dell'anno, anche determinati dai benefici derivanti dalle iniziative di efficienza operativa in corso, fanno prevedere, su base annua, un Margine Operativo Lordo ed una posizione finanziaria netta in linea con i target individuati nel piano industriale 2015-2019.

Prospetti contabili consolidati

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata (¹)

Attività

Milioni di euro	Note	31 03 2015	31 12 2014	31 03 2014
ATTIVITÀ NON CORRENTI				
Immobilizzazioni materiali	1	5.579	5.625	5.870
Immobilizzazioni immateriali	2	1.320	1.318	1.320
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	3	75	74	191
Altre attività finanziarie non correnti	3	74	65	51
Attività per imposte anticipate	4	307	323	375
Altre attività non correnti	5	39	43	57
Totale attività non correnti		7.394	7.448	7.864
ATTIVITÀ CORRENTI				
Rimanenze	6	180	284	214
Crediti commerciali	7	1.671	1.591	2.036
Altre attività correnti	8	231	255	268
Attività finanziarie correnti	9	131	126	116
Attività per imposte correnti	10	62	85	44
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	599	544	551
Totale attività correnti		2.874	2.885	3.229
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA		-	-	-
TOTALE ATTIVO		10.268	10.333	11.093

(¹) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 35 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

Patrimonio netto e passività

Milioni di euro	Note	31 03 2015	31 12 2014	31 03 2014
PATRIMONIO NETTO				
Capitale sociale	12	1.629	1.629	1.629
(Azioni proprie)	13	(61)	(61)	(61)
Riserve	14	1.012	1.048	1.186
Risultato d'esercizio	15	-	(37)	-
Risultato del periodo	15	117	-	80
Patrimonio netto di Gruppo		2.697	2.579	2.834
Interessi di minoranze	16	610	600	565
Totale Patrimonio netto		3.307	3.179	3.399
PASSIVITÀ				
Passività non correnti				
Passività finanziarie non correnti	17	3.938	3.931	4.003
Benefici a dipendenti	18	363	369	337
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	19	498	498	578
Altre passività non correnti	20	374	364	349
Totale passività non correnti		5.173	5.162	5.267
Passività correnti				
Debiti commerciali	21	1.080	1.254	1.166
Altre passività correnti	21	563	611	818
Passività finanziarie correnti	22	122	125	420
Debiti per imposte	23	23	2	23
Totale passività correnti		1.788	1.992	2.427
Totale passività		6.961	7.154	7.694
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA				
		-	-	-
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		10.268	10.333	11.093

Conto economico consolidato ⁽¹⁾

Milioni di euro	Note	01 01 2015 31 03 2015	01 01 2014 31 03 2014	01 01 2014 31 12 2014
Ricavi				
Ricavi di vendita e prestazioni		1.339	1.409	4.761
Altri ricavi operativi		40	42	223
Totale ricavi	25	1.379	1.451	4.984
Costi operativi				
Costi per materie prime e servizi		828	936	3.049
Altri costi operativi		57	49	262
Totale costi operativi	26	885	985	3.311
Costi per il personale	27	157	161	649
Margini operativo lordo	28	337	305	1.024
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	29	109	123	662
Risultato operativo netto	30	228	182	362
Risultato da transazioni non ricorrenti		-	-	9
Gestione finanziaria				
Proventi finanziari		4	7	32
Oneri finanziari		46	51	197
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni		1	4	(45)
Risultato da cessione di altre partecipazioni (AFS)		-	-	-
Totale gestione finanziaria	31	(41)	(40)	(210)
Risultato al lordo delle imposte		187	142	161
Oneri per imposte sui redditi	32	60	54	179
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte		127	88	(18)
Risultato netto da attività operative cessate		-	-	-
Risultato netto		127	88	(18)
Risultato di pertinenza di terzi		(10)	(8)	(19)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	33	117	80	(37)

(1) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 35 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

Per il dettaglio del Risultato per azione si rimanda alla specifica nota 34 “Risultato per azione”.

Conto economico complessivo consolidato

<i>Milioni di euro</i>	31 03 2015	31 03 2014	31 12 2014
Risultato d'esercizio (A)	-	-	(18)
Risultato del periodo (A)	127	88	-
Utili/(perdite) attuariali su benefici a dipendenti iscritti a Patrimonio netto	-	-	(37)
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite) attuariali	-	-	7
Totale utili/(perdite) attuariali al netto dell'effetto fiscale (B)	-	-	(30)
Parte efficace degli utili/(perdite) sugli strumenti di copertura degli strumenti finanziari (“cash flow hedge”)	2	(57)	(37)
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite)	(1)	21	9
Totale Altri utili/(perdite) al netto dell'effetto fiscale delle società consolidate integralmente (C)	1	(36)	(28)
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)	128	52	(76)
Totale risultato complessivo attribuibile a:			
Soci della controllante	118	44	(95)
Interessenze di pertinenza di terzi	10	8	19

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 2015	31 12 2014	31 03 2014
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DEL PERIODO/ESERCIZIO			
	544	376	376
Attività operativa			
Risultato netto (**)	127	(30)	88
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	82	385	100
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	16	61	15
Svalutazioni/smobilizzazioni immobilizzazioni materiali e immateriali	1	169	-
Risultato di partecipazioni valutate ad equity	(1)	45	(4)
Imposte nette pagate (a)	-	(133)	-
Variazione delle attività e delle passività al lordo delle imposte pagate (b)	(117)	443	7
Totale variazione delle attività e delle passività (a+b) (*)	(117)	310	7
Flussi finanziari netti da attività operativa	108	940	206
Attività di investimento			
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(35)	(237)	(37)
Investimenti in immobilizzazioni immateriali e avviamento	(14)	(70)	(13)
Investimenti in partecipazioni e titoli (†)	-	-	-
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	-	-	-
Dividendi incassati da partecipazioni valutate ad equity e altre partecipazioni	-	4	-
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(49)	(303)	(50)

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

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

<i>Milioni di euro</i>	31 03 2015	31 12 2014	31 03 2014
Free cash flow	59	637	156
Attività di finanziamento			
Variazione delle attività finanziarie (¹)	(17)	(46)	(14)
Variazione delle passività finanziarie (²)	64	(195)	46
Interessi finanziari netti pagati	(51)	(122)	(13)
Dividendi pagati dalla capogruppo	-	(102)	-
Dividendi pagati dalle controllate	-	(4)	-
Flussi finanziari netti da attività di finanziamento	(4)	(469)	19
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE	55	168	175
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DEL PERIODO/ESERCIZIO	599	544	551

Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

Descrizione <i>Milioni di euro</i>	Capitale Sociale	Azioni Proprie	Cash Flow Hedge
	Nota 12	Nota 13	Nota 14
Patrimonio netto al 31.12.2013	1.629	(61)	(23)
<hr/>			
Variazioni del primo trimestre 2014			
Destinazione del risultato 2013			
Riserva IAS 32 e IAS 39 (°)			(36)
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi (°)			
Patrimonio netto al 31.03.2014	1.629	(61)	(59)
<hr/>			
Variazioni dal 1° aprile 2014 al 31 dicembre 2014			
Distribuzione dividendi			
Riserva IAS 19 (°)			
Riserva IAS 32 e IAS 39 (°)			8
Put option su azioni Edipower S.p.A.			
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi (°)			
Patrimonio netto al 31.12.2014	1.629	(61)	(51)
<hr/>			
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)

(*) Concorrono alla formazione del Conto economico complessivo.

Altre Riserve e utili a nuovo Nota 14	Risultato del periodo/ esercizio di Gruppo Nota 15	Totale Patrimonio netto di Gruppo	Interessi di minoranze Nota 16	Totale Patrimonio netto
1.184	62	2.791	557	3.348
62	(62)			
		(36)	(36)	
(1)		(1)		(1)
	80	80	8	88
1.245	80	2.834	565	3.399
(102)		(102)	(4)	(106)
(30)		(30)		(30)
		8		8
(1)		(1)		(1)
(13)		(13)	28	15
	(117)	(117)	11	(106)
1.099	(37)	2.579	600	3.179
(37)	37			
		1		1
	117	117	10	127
1.062	117	2.697	610	3.307

Note illustrate al Resoconto intermedio di gestione

Informazioni di carattere generale relative ad A2A S.p.A.

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 Rresoconto intermedio di gestione

Il Rresoconto intermedio di gestione (di seguito “**Rresoconto**”) al 31 marzo 2015 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 Rresoconto del Gruppo A2A al 31 marzo 2015 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 Rresoconto sono stati applicati gli stessi principi utilizzati per la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2014, fatta eccezione per i principi e le interpretazioni adottate per la prima volta a partire dal 1° gennaio 2015 e illustrati dettagliatamente nel successivo paragrafo “Variazioni di principi contabili internazionali”.

Il presente Rresoconto al 31 marzo 2015 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione il 15 maggio 2015, che ne ha autorizzato la pubblicazione.

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.

52

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 2014.

Criteri di redazione

Il Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2015 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*), come meglio indicato nei criteri di valutazione.

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 2014, fatto salvo quanto di seguito specificato.

Variazioni di principi contabili internazionali

I principi contabili adottati nel corso del primo trimestre del 2015 coincidono con quelli dell'esercizio precedente, fatta eccezione per le variazioni illustrate nel successivo paragrafo “Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dal Gruppo dal presente esercizio”.

Nel successivo paragrafo “Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora omologati dall’Unione Europea” vengono riepilogate le variazioni che saranno adottate nei prossimi esercizi, indicando nei limiti del possibile gli effetti attesi sul Resoconto del Gruppo A2A.

54

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

A decorrere dal 1° gennaio 2015 sono state applicate talune modifiche introdotte dai principi contabili internazionali e dalle interpretazioni, nessuna delle quali tuttavia ha determinato un effetto significativo sui bilanci del Gruppo. Le variazioni principali sono di seguito illustrate:

- IAS 19 Revised “Benefici a dipendenti”: le modifiche apportate allo IAS 19 in data 21 novembre 2013 consentono (ma non rendono obbligatoria) la contabilizzazione in diminuzione del “*current service cost*” del periodo dei contributi corrisposti dai dipendenti o da terze parti, che non siano correlati al numero di anni di servizio, in luogo dell’allocazione di tali contributi lungo l’arco temporale cui il servizio è reso. Tali contributi devono presentare le seguenti condizioni: (i) sono indicati nelle condizioni formali del piano; (ii) sono collegati al servizio svolto dal dipendente; (iii) sono indipendenti dal numero di anni di servizio del dipendente (es. i contributi rappresentano una percentuale fissa della retribuzione, oppure un importo fisso per tutto il periodo di lavoro o correlato all’età del dipendente);
- In data 12 dicembre 2013 lo IASB ha emesso una serie di proposte di modifiche ad alcuni principi contabili, di seguito sintetizzate:
 - a) IFRS 2 “Pagamenti basati su azioni”: l’emendamento chiarisce la definizione di “condizione di maturazione” e separatamente definisce le “condizioni di conseguimento di risultato” e le “condizioni di servizio”;

- 55
- b) IFRS 3 “Aggregazioni di imprese”: la modifica chiarisce che un’obbligazione di pagare un corrispettivo in un’aggregazione aziendale, che incontri i requisiti per essere definita come strumento finanziario, è classificata in bilancio come una passività finanziaria sulla base di quanto stabilito dallo IAS 32 “Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio”; viene inoltre chiarito che il principio in esame non si applica alle *joint ventures* e agli accordi a controllo congiunto regolati dall’IFRS 11;
 - c) IFRS 8 “Settori operativi”: il principio è modificato in tema di requisiti di informativa richiesti nel caso in cui settori operativi diversi, aventi caratteristiche economiche comuni, siano aggregati;
 - d) IFRS 13 “Misurazione del *fair value*”: l’emendamento chiarisce che l’esenzione che permette ad un’entità di valutare al *fair value* gruppi di attività e passività finanziarie si applica a tutti i contratti, inclusi quelli non finanziari;
 - e) IAS 16 “Immobili, impianti e macchinari” e IAS 38 “Attività immateriali”: entrambi i principi vengono modificati per chiarire come il valore recuperabile e la vita utile vengono trattati nel caso in cui l’entità effettui una rivalutazione;
 - f) IAS 24 “Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate”: il principio viene modificato al fine di includere, in qualità di parte correlata, un’entità che fornisca servizi relativi alla gestione del *management*;
 - g) IAS 40 “Investimenti immobiliari”: la modifica del principio riguarda l’interazione tra le disposizioni previste dell’IFRS 3 “Aggregazioni di imprese” e quelle del presente principio nei casi in cui l’acquisizione di un immobile sia identificabile come un’aggregazione di imprese.
- IFRIC 21 “Tributi”: questa interpretazione dello IAS 37 “Accantonamenti, passività e attività potenziali” è stata emessa in data 20 maggio 2013 e riguarda la contabilizzazione dei tributi imposti dai governi che non rientrano nell’ambito di applicazione dello IAS 12 “Imposte sul reddito”. Lo IAS 37 “Accantonamenti, passività e attività potenziali” stabilisce i criteri relativi al riconoscimento di una passività, uno dei quali è rappresentato dalla presenza di una obbligazione presente per l’entità quale risultato di un evento passato. L’interpretazione in esame chiarisce che l’obbligazione che fa sorgere la passività per il tributo da pagare è l’attività descritta nella legislazione dell’attività stessa da cui scaturisce il pagamento del tributo.

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

Non sono stati applicati i seguenti principi, emendamenti ed interpretazioni in quanto al momento gli organi competenti dell’Unione Europea non hanno ancora concluso il relativo processo di omologazione:

- 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”.

56

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 avvalesse 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 1º 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 1º gennaio 2018;

- 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 1º gennaio 2016;
- IFRS 11 “Accordi a controllo congiunto”: emesso dallo IASB nel mese di 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 1º gennaio 2016. In data 18 dicembre 2014 è stato emesso un emendamento al principio in oggetto, riguardante l'esenzione dalla presentazione del bilancio consolidato qualora la controllante abbia partecipazioni in “*investment entities*” che valutano le proprie controllate al *fair value*;
- IFRS 14 “Poste di bilancio differite di attività regolamentate”: il nuovo principio, emesso dallo IASB nel mese di gennaio 2014, consente all'entità che adotta per la prima volta i principi contabili internazionali IAS/IFRS di continuare a valutare le poste di bilancio legate ad attività regolamentate in conformità ai principi contabili precedentemente utilizzati. Il presente principio sarà applicabile con decorrenza dal 1º gennaio 2016;
- IFRS 15 “Ricavi da contratti con i clienti”: scopo del nuovo principio, emesso dallo IASB in data 28 maggio 2014, è di stabilire i criteri da adottare al fine di fornire agli utilizzatori del bilancio informazioni riguardanti la natura, l'ammontare e le incertezze legate a ricavi e flussi di cassa derivanti da contratti in essere con i clienti. 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.Il nuovo principio, che sostituirà lo IAS 18 “Ricavi” e lo IAS 11 “Lavori in corso su ordinazione”, sarà applicabile a decorrere dal 1º gennaio 2017;

- 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 intende 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;
- 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”.

58

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 dell’entità stessa nell’attività trasferita.

La modifica dello IAS 19 proposta, chiarisce che nel determinare il tasso di attualizzazione delle obbligazioni sorte in seguito alla cessazione del rapporto di lavoro, è rilevante la valuta in cui le obbligazioni sono denominate piuttosto che lo Stato in cui esse sorgono.

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;

- 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 l’utilizzo del metodo del ricavo quale parametro per il calcolo dell’ammortamento delle attività materiali ed immateriali non è appropriato, in quanto i ricavi generati da un’attività che comporta l’utilizzo di assets materiali o immateriali riflettono generalmente fattori diversi dal deterioramento dei rendimenti economici insiti negli assets stessi;
- 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;

- 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 1º gennaio 2016.

Area di consolidamento

Il Resoconto del Gruppo A2A al 31 marzo 2015 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 2015.

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.

62

Trattamento delle opzioni *put* su azioni di imprese controllate

Il Gruppo ha concesso delle opzioni *put* a soci di minoranza che danno il diritto a questi ultimi di richiedere al Gruppo A2A di acquistare le azioni da loro possedute a una data futura.

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, dia 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 del Resoconto 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”

Con efficacia 1° gennaio 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 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”.

64

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 operation* e le *joint venture*, 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 filiera Energia, 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 dispacciare 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)

65

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.

a) Diritti concessi ai soci finanziari (Mediobanca, Fondazione CRT e Banca Popolare di Milano)

Si rammenta che in data 24 maggio 2012 A2A S.p.A., gli altri soci di Edipower S.p.A. (ex Delmi S.p.A.) e Iren Energia S.p.A. (uscita dalla compagnia azionaria di Edipower S.p.A. in data 1º novembre 2013) hanno sottoscritto un “Accordo Quadro” relativo alla governance di Edipower S.p.A. e al suo modello di funzionamento. L’Accordo Quadro ha una durata pari a 5 anni e prevede una clausola di rinnovo automatico salvo disdetta.

L’Accordo Quadro contiene inoltre previsioni relative alla circolazione delle azioni di Edipower S.p.A. (*lock-up*, prelazione, gradimento, diritto di co-vendita e diritto di acquisto) e al disinvestimento da Edipower S.p.A. stessa.

Con riferimento a tale ultimo punto, si prevede che a partire dalla data del terzo anniversario della fusione, le parti dell’Accordo Quadro si consulteranno al fine di verificare in buona fede se sussistano le condizioni per la quotazione di Edipower S.p.A., anche attraverso operazioni di fusione della stessa con società quotate. In caso di quotazione, i soci finanziari di Edipower

S.p.A, vale a dire Mediobanca, Fondazione CRT e BPM, avranno diritto di collocare sul mercato le proprie partecipazioni in via prioritaria rispetto alle altre parti dell'Accordo Quadro.

In caso di mancata quotazione entro il 48° mese dalla data di efficacia della fusione Delmi/Edipower, Mediobanca, Fondazione CRT e BPM avranno ciascuno diritto di ottenere la liquidazione della propria intera partecipazione in Edipower S.p.A. a fronte di un corrispettivo pari al *fair value* della stessa, corrisposto in natura attraverso l'assegnazione di un ramo d'azienda identificato dal Consiglio di Amministrazione di Edipower S.p.A.. Qualora tale procedura non dovesse perfezionarsi entro il 50° mese dalla fusione per qualunque causa, Mediobanca, Fondazione CRT e BPM avranno ciascuno un'opzione di vendita della propria quota a *fair value* nei confronti degli altri soci di Edipower S.p.A. successivamente alla fusione, in proporzione alla partecipazione da ciascuno detenuta nel capitale di Edipower S.p.A.. A tale proposito, si segnala che, a seguito della scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A., avente efficacia a decorrere dal 1° novembre 2013, Iren S.p.A. e Iren Energia S.p.A. sono uscite dalla compagine azionaria di Edipower S.p.A..

La sottoscrizione dell'Accordo Quadro e dei conseguenti diritti concessi ai soci finanziari (Mediobanca, Fondazione CRT e BPM) sono stati considerati come *put* su *Non Controlling Interest* e trattati contabilmente in conformità a quanto disposto dallo IAS 32, paragrafo 23. Il principio in oggetto stabilisce che un contratto che contiene un'obbligazione per un'entità di acquisire azioni proprie “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.

Il Gruppo A2A ha considerato pertanto già acquisite le azioni oggetto di opzioni *put*, anche restando in capo ai soci terzi i rischi e i benefici connessi alla proprietà delle azioni e continuando a rimanere esposti al rischio di *equity*, e ha proceduto alla prima iscrizione del debito derivante dal sorgere dell'obbligazione. Le eventuali successive variazioni del debito non dipendenti dal semplice trascorrere del tempo (*unwinding* dell'attualizzazione del prezzo d'esercizio) avranno come contropartita il Patrimonio netto di Gruppo.

b) Contratto di opzione fra A2A S.p.A. e Società Elettrica Altoatesina S.p.A. (SEL)

In data 24 maggio 2012, A2A S.p.A. ha sottoscritto un contratto di opzione con Società Elettrica Altoatesina S.p.A. (SEL) avente ad oggetto una parte delle azioni Edipower S.p.A. da essa detenute in seguito alla fusione per incorporazione di Delmi S.p.A. in Edipower S.p.A.; la fusione in oggetto è stata sottoscritta in data 18 dicembre 2012 e ha avuto efficacia a decorrere dal 1° gennaio 2013.

Successivamente alla sopra citata fusione, SEL S.p.A. deteneva una partecipazione pari al 6,75% nel capitale sociale di Edipower S.p.A.. Tale percentuale dopo l'operazione di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A. verso Iren Energia S.p.A., risulta pari all'8,5%.

Il contratto di opzione prevede che SEL S.p.A. avrà il diritto di vendere (opzione *put*) e A2A S.p.A. avrà il diritto di acquistare (opzione *call*) le azioni detenute da SEL S.p.A. in Edipower S.p.A..

SEL S.p.A. potrà esercitare la propria opzione di vendita nel corso dei 3 mesi anteriori al quinto anniversario del 24 maggio 2012 e parimenti A2A S.p.A. potrà esercitare la propria opzione di acquisto nel corso dei 3 mesi successivi al quinto anniversario citato. Il prezzo di esercizio di tali opzioni è costituito da una parte fissa e da una quota variabile determinata sulla base del *fair value* delle azioni oggetto dell'opzione alla data del relativo esercizio.

La sottoscrizione del contratto di opzione e dei conseguenti diritti concessi a SEL S.p.A. sono stati considerati come *put* su *Non Controlling Interest* e trattati contabilmente come descritto nei paragrafi precedenti.

In conseguenza degli accordi illustrati sub lettere a) e b), il Resoconto al 31 marzo 2015 evidenzia un debito verso SEL S.p.A. e i soci finanziari di Edipower S.p.A., per l'eventuale esercizio delle opzioni *put* su azioni Edipower S.p.A., per un ammontare complessivo pari a circa 235 milioni di euro iscritto alla voce “Altre passività non correnti”. Alla data della prima iscrizione della *put* il suo valore, pari a 284 milioni di euro, era stato rilevato con contropartita il Patrimonio netto di terzi. Le successive variazioni, sono state rilevate con contropartita il Patrimonio netto di Gruppo. Si segnala che la variazione di valore della *put*, dovuta al trascorrere del tempo, è stata registrata a Conto economico.

67

c) Opzione concessa al Comune di Varese per la vendita del 9,8% di Aspem S.p.A.

A2A S.p.A. possiede il 90% delle azioni di Aspem S.p.A., società attiva nei servizi pubblici locali nella città di Varese ed in altri comuni della Provincia di Varese.

Per effetto del patto parasociale del 15 gennaio 2009 sottoscritto tra A2A S.p.A. e il Comune di Varese, quest'ultimo, alla scadenza di un periodo di intrasferibilità delle azioni di Aspem S.p.A. della durata di tre anni a decorrere dalla stipulazione del patto parasociale, aveva la facoltà, ma non l'obbligo, di vendere (opzione *put*) ad A2A S.p.A. il 9,8% del capitale sociale di Aspem S.p.A.. L'opzione scadrà nel secondo trimestre 2015.

Il Gruppo conformemente al disposto del paragrafo 23 dello IAS 32 ha contabilizzato tra i debiti, alla voce “Altre passività non correnti”, con contropartita Patrimonio netto il valore attuale dell'esborso stimato cui non potrà sottrarsi in caso d'esercizio della citata opzione per 1 milione di euro.

d) EPCG - Opzioni Governo Montenegro

Si rammenta che il Governo Montenegrino, a seguito dell'accordo sottoscritto il 2 aprile 2015 con A2A S.p.A. e di quello sottoscritto nel 2009 in sede di acquisizione della partecipazione in EPCG da parte della quotata italiana, attualmente pari al 41,75%, detiene un'opzione (*call*) per l'acquisto della quota summenzionata che, correlata al raggiungimento o meno di *target* quantitativi ovvero di specifici indicatori, risulta essere esercitabile già dal presente esercizio ad un prezzo superiore al valore di carico presente in bilancio al 31 marzo 2015.

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

Dati di sintesi al 31 marzo 2015 Milioni di euro	Società partecipate da A2A Ambiente 50% (*)	Premiumgas 50%	Metamer 50%
CONTO ECONOMICO			
Ricavi di vendita	1,8	-	4,1
Margine operativo lordo	(0,0)	(0,2)	0,5
% sui ricavi netti	(0,0%)	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..

69

Dati di sintesi al 31 marzo 2014 Milioni di euro	Società partecipate da A2A Ambiente 50% (*)	Premiumgas 50%	Metamer 50% (**)
CONTO ECONOMICO			
Ricavi di vendita	2,1	2,9	13,2
Margine operativo lordo	0,5	(0,15)	1,1
% sui ricavi netti	23,8%	(5,2%)	8,0%
Ammortamenti e svalutazioni	0,2	-	0,4
Risultato operativo netto	0,3	(0,15)	0,7
Risultato del periodo	0,2	(0,1)	0,3
Situazione patrimoniale-finanziaria			
Totale attività	11,9	6,2	5,4
Patrimonio netto	0,8	3,0	1,5
(Indebitamento) finanziario netto	(1,7)	(0,5)	(0,9)

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

(**) Dato ultimo bilancio disponibile.

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

<i>Milioni di euro</i>	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente		
	01 01 15 31 03 15	01 01 14 31 03 14	01 01 15 31 03 15	01 01 14 31 03 14	01 01 15 31 03 15	01 01 14 31 03 14	
Ricavi	799	885	435	503	202	197	
- <i>di cui</i> intersettoriali	263	325	16	22	27	27	
Margine Operativo Lordo	113	107	28	25	61	57	
% sui Ricavi	14,1%	12,1%	6,4%	5,0%	30,2%	28,9%	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(44)	(64)	(4)	(5)	(17)	(16)	
Risultato operativo netto	69	43	24	20	44	41	
% sui Ricavi	8,6%	4,9%	5,5%	4,0%	21,8%	20,8%	
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 ⁽ⁱ⁾	10	6	-	1	7	11	

(i) 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.

Si segnala che i dati economici del primo trimestre 2014 e i dati patrimoniali al 31 dicembre 2014 sono stati rielaborati per adeguarli al nuovo assetto aziendale per “Business Unit” a seguito della riorganizzazione effettuata dal Management.

<i>Milioni di euro</i>	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente		
	31 03 15	31 12 14	31 03 15	31 12 14	31 03 15	31 12 14	
Immobilizzazioni materiali	2.682	2.711	2	2	425	433	
Immobilizzazioni immateriali	80	90	63	64	12	12	
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	767	776	631	578	278	352	
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	767	905	334	393	219	258	

Resoconto intermedio di gestione – 31 marzo 2015

Sintesi dei risultati per settore di attività

	Calore e Servizi		Reti		EPCG		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	01 01 15 31 03 15	01 01 14 31 03 14	01 01 15 31 03 15	01 01 14 31 03 14	01 01 15 31 03 15	01 01 14 31 03 14	01 01 15 31 03 15	01 01 14 31 03 14	01 01 15 31 03 15	01 01 14 31 03 14	01 01 15 31 03 15	01 01 14 31 03 14
	113	116	155	152	66	64	44	46	(435)	(512)	1.379	1.451
	10	16	78	78			41	44	(435)	(512)		
	46	39	69	62	25	20	(5)	(5)			337	305
	40,7%	33,6%	44,5%	40,8%	37,9%	31,3%	(11,4%)	(10,9%)			24,4%	21,0%
	(7)	(8)	(22)	(24)	(10)	(9)	(5)	3			(109)	(123)
	39	31	47	38	15	11	(10)	(2)			228	182
	34,5%	26,7%	30,3%	25,0%	22,7%	17,2%	(22,7%)	(4,3%)			16,5%	12,5%
											-	-
											(41)	(40)
											187	142
											(60)	(54)
											127	88
											-	-
											(10)	(8)
											117	80
	6	9	24	17	1	5	1	1	-	-	49	50

73

	Calore e Servizi		Reti		EPCG		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	31 03 15	31 12 14	31 03 15	31 12 14	31 03 15	31 12 14	31 03 15	31 12 14	31 03 15	31 12 14	31 03 15	31 12 14
	560	561	987	990	813	818	208	209	(98)	(99)	5.579	5.625
	34	34	1.290	1.290	3	3	53	54	(215)	(229)	1.320	1.318
	137	110	262	264	214	210	65	124	(552)	(697)	1.802	1.717
	83	100	182	230	22	25	130	154	(535)	(686)	1.202	1.379

Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

ATTIVITÀ

Attività non correnti

1) Immobilizzazioni materiali

Milioni di euro	Valore al 31.12.2014	Variazioni del periodo						Valore al 31.03.2015
		Investimenti/ acquisiz.	Altre variazioni	Dismis- sioni e cessioni	Svaluta- zioni	Ammorta- menti	Totale variazioni	
Terreni	270							270
Fabbricati	949		2			(10)	(8)	941
Impianti e macchinari	4.136	11	9	(1)		(65)	(46)	4.090
Attrezzature industriali e commerciali	20	1				(1)		20
Altri beni	52	1	2			(3)		52
Discariche	30					(1)	(1)	29
Immobilizzazioni in corso e acconti	109	18	(11)				7	116
Migliorie su beni di terzi	57	4				(2)	2	59
Beni in leasing	2							2
Totale	5.625	35	2	(1)		(82)	(46)	5.579
di cui:								
Costo storico	10.089	35	2	(1)			36	10.125
Fondo ammortamento	(4.464)					(82)	(82)	(4.546)

Le “Immobilizzazioni materiali” al 31 marzo 2015 sono pari a 5.579 milioni di euro (5.625 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e presentano un decremento netto di 46 milioni di euro.

Le variazioni del periodo sono le seguenti:

- incremento di 35 milioni di euro dovuto agli investimenti effettuati, così come meglio descritto di seguito;
- incremento di 2 milioni di euro per altre variazioni connesse principalmente a riclassificazioni da altre poste di bilancio;

- decremento di 1 milione di euro per smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
- riduzione di 82 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo.

Gli investimenti risultano così suddivisi:

- per la *Business Unit* Generazione e *Trading* l'incremento è stato di 10 milioni di euro e ha riguardato: per 6 milioni di euro gli investimenti realizzati sulle centrali di Somplago, Campanola e Gravedona; per 3 milioni di euro lavori sulle centrali di Monfalcone e Gissi; per 1 milione di euro gli investimenti sulle centrali dei nuclei Calabria e Valtellina;
- per la *Business Unit* Ambiente gli investimenti di 7 milioni di euro si riferiscono: per 3 milioni di euro ad interventi sull'impianto di Silla 2; per 2 milioni di euro principalmente ad interventi sugli impianti di Corteolona, Acerra, Brescia e Lacchiarella; per 1 milione di euro all'acquisizione di mezzi mobili per la raccolta di rifiuti nonché all'acquisizione di attrezzature per 1 milione di euro;
- per la *Business Unit* Calore e Servizi gli investimenti, pari a 6 milioni di euro, hanno interessato lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento nelle aree di Milano, Brescia, Bergamo per 3 milioni di euro, e gli interventi di manutenzione straordinaria e sviluppo sugli impianti delle aree di Milano, Brescia, Bergamo e Varese per 3 milioni di euro;
- per la *Business Unit* Reti gli investimenti sono risultati pari a 11 milioni di euro e hanno riguardato per 9 milioni di euro interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di distribuzione di energia elettrica, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione e l'installazione dei nuovi contatori elettronici e per 2 milioni di euro il piano di efficientamento per l'illuminazione pubblica di Milano;
- per la *Business Unit* EPCG l'incremento è stato di 1 milione di euro.

Si segnala che, come evidenziato nelle Note illustrate del bilancio consolidato al 31 dicembre 2014, le profonde modifiche intercorse nella composizione del parco di generazione nazionale con il progressivo ingresso di rilevante capacità produttiva da fonti rinnovabili con priorità di dispacciamento e gli andamenti della domanda e dei prezzi registrati negli ultimi esercizi hanno fortemente influenzato i regimi d'utilizzo delle centrali a ciclo combinato con conseguente riduzione delle ore di funzionamento e dei *load factor* degli impianti. Ritenendo che la natura dei cambiamenti intervenuti nel settore sia, almeno in parte, da considerarsi strutturale, si è ritenuto necessario procedere al riesame delle vite utili degli impianti CCGT. Le centrali CCGT del Gruppo interessate dall'analisi sono Cassano D'Adda e Ponti sul Mincio, Chivasso, Sermide, Piacenza e Gissi. Il processo di revisione ha comportato un'analisi tecnica, con il supporto dell'ingegneria di A2A. In aggiunta e complemento all'analisi circa la vita tecnica, è stato necessario valutare la possibilità che gli impianti possano funzionare in modo economicamente conveniente e quindi per quanto tempo la teorica vita tecnica possa essere considerata economicamente compatibile: la valutazione si è quindi concentrata sulle prospettive reddituali degli impianti CCGT determinando l'orizzonte temporale in cui

è ragionevole ritenere che tali impianti saranno “economicamente” dispacciabili. A tal fine la società si è avvalsa del supporto di un esperto terzo indipendente.

Gli effetti della ridefinizione della vita utile residua sono stati recepiti a partire dal 1° luglio 2014 e manifesteranno completamente i loro effetti nell'esercizio 2015.

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 2015, risulta pari a 2 milioni di euro.

2) Immobilizzazioni immateriali

Milioni di euro	Valore al 31.12.2014	Variazioni del periodo				Valore al 31.03.2015
		Investimenti/ acquisiz.	Ricl./Altre variazioni	Smobilizz/ cessioni	Ammorta- menti	
Diritti di brevetto industriale e utilizzazione opere dell'ingegno	34	1			(4)	(3) 31
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	766	12			(12)	766
Immobilizzazioni in corso	15	1				1 16
Altre immobilizzazioni immateriali	21		4			4 25
Avviamento	482					482
Totale	1.318	14	4		(16)	2 1.320

Le “Immobilizzazioni immateriali” al 31 marzo 2015 sono pari a 1.320 milioni di euro (1.318 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e presentano un incremento netto di 2 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 alla distribuzione del teleriscaldamento. Al 31 marzo 2015 tali immobilizzazioni ammontano a 735 milioni di euro.

Le variazioni del periodo in esame risultano essere le seguenti:

- incremento di 14 milioni di euro dovuto agli investimenti effettuati nel periodo;
- incremento di 4 milioni di euro per altre variazioni dovute principalmente a riclassificazioni da altre poste di bilancio;
- riduzione di 16 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo.

Gli investimenti delle immobilizzazioni immateriali risultano così suddivisi:

- per la *Business Unit* Reti gli investimenti pari a 13 milioni di euro, sono relativi a interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti dell'area distribuzione gas ed alla sostituzione di tubazioni interrate in media e bassa pressione per 8 milioni di euro, a lavori sulla rete di

trasporto e distribuzione dell'acqua, sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione per 4 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 4 milioni di euro, è riconducibile al valore corrisposto nei passati esercizi da società controllate, relativo ad una porzione delle reti e dei clienti della città e della provincia di Brescia ed alla valorizzazione del portafoglio clienti della controllata Aspem Energia S.r.l..

Avviamento

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo				Valore al 31 03 2015
		Investi- menti	Altre variazioni	Svaluta- zioni	Totale variazioni	
Avviamento	482				-	482
Totalle	482		-	-	-	482

Rispetto all'esercizio precedente l'avviamento non presenta alcuna variazione.

L’“Avviamento” al 31 marzo 2015 è riconducibile alle seguenti CGU:

CGU - Milioni di euro	
Reti elettriche	184
Ambiente	232
Reti gas	38
Gas	7
Calore Italia	21
Totalle avviamento al 31 marzo 2015	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 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	31 03 2015
Partecipazioni in imprese valutate con il metodo del Patrimonio netto	74	1	75	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	65	9	74	57	65
Totale partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	139	10	149	57	65

Le “Partecipazioni in imprese valutate col metodo del Patrimonio netto” presentano, alla data di riferimento, un incremento di 1 milione di euro rispetto al 31 dicembre 2014.

La tabella seguente evidenzia il dettaglio delle variazioni:

Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto - Milioni di euro	Totale
Valore al 31 dicembre 2014	74
Variazioni del periodo:	
- acquisizioni ed aumenti di capitale	
- valutazioni a Patrimonio netto	1
- svalutazioni	
- incassi dividendi di partecipazioni valutate ad equity	
- cessioni	
- altre variazioni	
- riclassificazioni	
Totale variazioni del periodo	1
Valore al 31 marzo 2015	75

La variazione intervenuta, positiva per 1 milione di euro, è riconducibile alla valutazione a Patrimonio netto principalmente della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A..

Le “Altre attività finanziarie non correnti” presentano al 31 marzo 2015 un saldo di 74 milioni di euro, con un incremento pari a 9 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, e si riferiscono principalmente a crediti finanziari per depositi a medio/lungo termine della controllata EPCG.

4) Attività per imposte anticipate

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015
Attività per imposte anticipate	323	(16)	307

Le “Attività per imposte anticipate” ammontano a 307 milioni di euro (323 milioni di euro al 31 dicembre 2014). 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 futuri sufficienti per l’utilizzo delle attività fiscali differite.

I valori al 31 marzo 2015 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.

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

<i>Milioni di euro</i>	Bilancio consolidato 31.12.2014	Acc.ti (A)	Utilizzi (B)	Adeguam. Aliquote (C)	Totale (A+B+C)	IAS 39 a Patrim. netto	IAS 19 Revised a Patrim. netto	Altri mov. /Riclass./ Fusioni	Bilancio consolidato 31.03.2015
Dettaglio imposte anticipate/ differite (attive/passive)									
Passività per imposte differite									
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	788		(3)		(3)				785
Applicazione del principio del leasing finanziario (IAS 17)	7				-				7
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IAS 39)	-				-				-
Differenze di valore delle immobilizzazioni immateriali	(1)				-			1	-
Plusvalenze rateizzate	-				-				-
Trattamento di fine rapporto	4				-				4
Avviamento	93				-				93
Altre imposte differite	64		(28)		(28)				36
Totale passività per imposte differite (A)	955	-	(31)	-	(31)	-	-	1	925
Attività per imposte anticipate									
Fondi rischi tassati	151	1	(9)		(8)			(12)	131
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	646	3	(3)		-				646
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IAS 39)	31				-	(1)			30
Fondi rischi su crediti	12				-				12
Contributi	14				-				14
Avviamento	371		(2)		(2)				369
Altre imposte anticipate	53	25	(62)		(37)			14	30
Totale attività per imposte anticipate (B)	1.278	29	(76)	-	(47)	(1)	-	2	1.232
EFFETTO NETTO IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE/PASSIVE (B-A)	323	29	(45)	-	(16)	(1)	-	1	307

5) Altre attività non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	31 03 2015
Strumenti derivati non correnti	34	(3)	31	34	31
Altre attività non correnti	9	(1)	8	-	-
Totale altre attività non correnti	43	(4)	39	34	31

Le “Altre attività non correnti” ammontano a 39 milioni di euro, presentando un decremento di 4 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, e sono così composte:

- 31 milioni di euro relativi a “Strumenti derivati” di copertura finanziaria non correnti, riferibili principalmente a contratti di *Interest Rate Swap* (IRS) a copertura del rischio di variazione sfavorevole dei tassi di interesse sui prestiti obbligazionari e su finanziamenti a lungo termine. Il decremento che si rileva rispetto al 31 dicembre 2014 è dovuto alla valutazione a *fair value* al termine del periodo;
- 8 milioni di euro per “Altre attività non correnti”, sostanzialmente relative a depositi cauzionali e a costi già sostenuti, ma di competenza di esercizi futuri.

Attività correnti

6) Rimanenze

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015		
				31 12 2014	31 03 2015
Rimanenze	284	(104)	180		

Le “Rimanenze” sono pari a 180 milioni di euro (284 milioni di euro al 31 dicembre 2014), al netto del relativo fondo obsolescenza, e presentano le seguenti variazioni:

- 91 milioni di euro correlato alla diminuzione delle giacenze di combustibili, che alla data di riferimento ammontano complessivamente a 28 milioni di euro contro 119 milioni di euro al 31 dicembre 2014;
- 7 milioni di euro per il decremento delle altre rimanenze, che alla data di riferimento ammontano complessivamente a 95 milioni di euro contro 102 milioni di euro al 31 dicembre 2014;
- 7 milioni di euro relativo alla diminuzione dei combustibili presso terzi, che al 31 marzo 2015 sono pari a zero mentre al termine del precedente esercizio risultavano pari a 7 milioni di euro;
- 1 milione di euro all'aumento delle rimanenze di materiali, che risultano complessivamente pari a 57 milioni di euro contro 56 milioni di euro al 31 dicembre 2014.

7) Crediti commerciali

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015
Crediti commerciali	1.923	83	2.006
(Fondo rischi su crediti)	(332)	(3)	(335)
Totale crediti commerciali	1.591	80	1.671

Al 31 marzo 2015 i “Crediti commerciali” risultano pari a 1.671 milioni di euro (1.591 milioni di euro al 31 dicembre 2014), con un incremento netto di 80 milioni di euro. Nel dettaglio le variazioni hanno riguardato:

- per 88 milioni di euro l'aumento attribuibile ai crediti commerciali verso clienti: tale posta presenta un saldo di 1.583 milioni di euro alla data di riferimento rispetto a 1.495 milioni di euro esposti nel bilancio al 31 dicembre 2014;
- per 8 milioni di euro la diminuzione dei crediti verso i comuni di Milano e di Brescia, che evidenziano un saldo complessivo di 72 milioni di euro (80 milioni di euro nel precedente esercizio);
- i crediti verso collegate presentano un saldo di 11 milioni di euro alla data di riferimento invariato rispetto al 31 dicembre 2014;
- le commesse in corso di svolgimento, risultano invariate rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente e ammontano a 5 milioni di euro.

82

Si segnala che il Gruppo effettua su base spot cessioni di crediti pro-soluto. Al 31 marzo 2015 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 200 milioni di euro. Alla data di pubblicazione del presente Resoconto intermedio di gestione tali crediti ammontano a 53 milioni di euro. Lo smobilizzo è relativo a crediti commerciali. Inoltre il Gruppo ha ceduto crediti pro-solvendo per 2 milioni di euro.

Si segnala che il Gruppo non ha in essere programmi di *factoring* rotativo.

Il “Fondo rischi su crediti” è pari a 335 milioni di euro (332 milioni di euro al 31 dicembre 2014). Gli accantonamenti effettuati nel periodo risultano pari a 6 milioni di euro, gli utilizzi e le altre variazioni ammontano a 3 milioni di euro.

8) Altre attività correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	31 03 2015
Strumenti derivati correnti	51	(15)	36	-	-
Altre attività correnti	204	(9)	195	-	-
Totale altre attività correnti	255	(24)	231	-	-

Le “Altre attività correnti”, con un saldo pari a 231 milioni di euro rispetto ai 255 milioni di euro alla data di chiusura del precedente esercizio, evidenziano un decremento di 24 milioni di euro di seguito dettagliato:

- decremento di 15 milioni di euro relativo a “Strumenti derivati” e correlato all’incremento dei derivati su *commodity* dovuto alla valutazione a *fair value* al termine del periodo in esame;
- aumento dei crediti diversi per 8 milioni di euro, che ammontano a 77 milioni di euro (69 milioni di euro al 31 dicembre 2014);
- decremento per 42 milioni di euro dei crediti per IVA e accise, che al 31 marzo 2015 sono pari a 13 milioni di euro (55 milioni di euro nel precedente esercizio);
- diminuzione di 5 milioni di euro dei crediti verso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, che ammontano a 55 milioni di euro mentre al termine del precedente esercizio erano pari a 60 milioni di euro;
- incremento per 5 milioni di euro degli anticipi a fornitori che al 31 marzo 2015 risultano pari a 9 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2014);
- incremento per 1 milione di euro dei crediti verso il personale che al 31 marzo 2015 risultano pari a 3 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2014);
- incremento per 24 milioni di euro delle attività di competenza di esercizi futuri, che risultano pari a 38 milioni di euro (14 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

9) Attività finanziarie correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	31 03 2015
Altre attività finanziarie	126	4	130	126	130
Attività finanziarie vs parti correlate	-	1	1	-	1
Totale attività finanziarie correnti	126	5	131	126	131

La voce presenta alla data di riferimento un saldo di 131 milioni di euro (126 milioni di euro al 31 dicembre 2014) principalmente relativi a depositi bancari fruttiferi.

10) Attività per imposte correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015		
				31 12 2014	31 03 2015
Attività per imposte correnti	85	(23)	62		

Le “Attività per imposte correnti” risultano pari a 62 milioni di euro (85 milioni di euro al 31 dicembre 2014) con un decremento di 23 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

11) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	31 03 2015
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	544	55	599	544	599

Le “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” al 31 marzo 2015 evidenziano un saldo di 599 milioni di euro (544 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

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

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ

Patrimonio netto

La composizione del Patrimonio netto, il cui valore al 31 marzo 2015 risulta pari a 3.307 milioni di euro (3.179 milioni di euro al 31 dicembre 2014), è dettagliata nella seguente tabella:

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015
Patrimonio netto di spettanza del Gruppo:			
Capitale sociale	1.629	-	1.629
(Azioni proprie)	(61)	-	(61)
Riserve	1.048	(36)	1.012
Risultato del periodo/esercizio di Gruppo	(37)	154	117
Totale Patrimonio del Gruppo	2.579	118	2.697
Interessi di minoranze	600	10	610
Totale Patrimonio netto	3.179	128	3.307

La movimentazione complessiva del Patrimonio netto, positiva per 128 milioni di euro, è dovuta alla registrazione del risultato del periodo, positivo per 117 milioni di euro, alle valutazioni ai sensi degli IAS 32 e 39 dei derivati *Cash flow hedge* nonché alla variazione degli interessi delle minoranze.

12) 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.

13) Azioni proprie

Le “Azioni proprie” sono pari a 61 milioni di euro, invariate rispetto al 31 dicembre 2014, e si riferiscono a n. 26.917.609 azioni proprie detenute dalla capogruppo A2A S.p.A..

14) Riserve

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015
Riserve	1.048	(36)	1.012
di cui:			
Variazione fair value derivati Cash flow hedge	(68)	2	(66)
Effetto fiscale	17	(1)	16
Riserve di Cash flow hedge	(51)	1	(50)
Variazione riserve IAS 19 Revised - Benefici a dipendenti	(82)	-	(82)
Effetto fiscale	20	-	20
Riserve IAS 19 Revised - Benefici a dipendenti	(62)	-	(62)

Le “Riserve”, che ammontano a 1.012 milioni di euro (1.048 milioni di euro al 31 dicembre 2014), comprendono la riserva legale, le riserve straordinarie e quelle conseguenti l’attività di consolidamento nonché gli utili portati a nuovo dalle società controllate.

86

Tale voce comprende inoltre la riserva di *Cash flow hedge*, negativa per 50 milioni di euro, che riguarda la valorizzazione al termine del periodo dei derivati che rispondono ai requisiti dell’*Hedge accounting*.

La posta in oggetto include riserve negative pari a 62 milioni di euro relative agli effetti dell’adozione delle modifiche allo IAS 19 Revised – Benefici a dipendenti che prevedono la rilevazione degli utili e delle perdite attuariali direttamente tra le riserve incluse nel Patrimonio netto.

Infine, la voce in esame accoglie gli effetti derivanti dall’applicazione dello IAS 32 paragrafo 23 alle opzioni *put* stipulate da A2A S.p.A. con Società Elettrica Altoatesina S.p.A. (SEL), nonché gli effetti derivanti dall’“Accordo Quadro” stipulato tra la capogruppo A2A S.p.A. e i soci finanziari di Edipower S.p.A. (Mediobanca, Fondazione CRT e Banca Popolare di Milano) aventi per oggetto azioni Edipower S.p.A.. Come illustrato in dettaglio nel paragrafo “Criteri e procedure di consolidamento”, la variazione tra il valore attuale del prezzo di esercizio di tali opzioni *put* rispetto al precedente esercizio non dipendente dal semplice trascorrere del tempo viene imputata a riduzione del Patrimonio netto di Gruppo (se positiva) o ad incremento del Patrimonio netto di Gruppo (se negativa). Al 31 marzo 2015 gli effetti delle opzioni *put* aventi oggetto azioni Edipower S.p.A. non hanno determinato alcuna variazione sul Patrimonio di Gruppo.

15) Risultato del periodo

Risulta positivo per 117 milioni di euro ed accoglie il risultato del periodo in esame.

16) Interessi di minoranze

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015
Interessi di minoranze	600	10	610

Gli “Interessi di minoranze” ammontano a 610 milioni di euro (600 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e rappresentano la quota di capitale, di riserve e di risultato di spettanza degli azionisti di minoranza.

L’incremento del periodo, pari a 10 milioni di euro, è dovuto principalmente alla quota di competenza del risultato del periodo ai soci terzi del Gruppo EPCG.

PASSIVITÀ

Passività non correnti

17) Passività finanziarie non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015		di cui comprese nella PFN	
			31 12 2014	31 03 2015	31 12 2014	31 03 2015
Obbligazioni non convertibili	2.988	8	2.996	2.988	2.996	
Debiti verso banche	941	-	941	941	941	
Debiti per <i>leasing</i> finanziario	2	(1)	1	2	1	
Totale passività finanziarie non correnti	3.931	7	3.938	3.931	3.938	

Le “Passività finanziarie non correnti”, pari a 3.938 milioni di euro (3.931 milioni di euro al 31 dicembre 2014), evidenziano un incremento di 7 milioni di euro.

88

Le “Obbligazioni non convertibili” sono relative ai seguenti prestiti obbligazionari emessi:

- per 98 milioni di euro, al prestito obbligazionario in yen del 10 agosto 2006 con scadenza trentennale ad un tasso fisso del 5,405% il cui valore è calcolato col metodo del costo ammortizzato;
- per 533 milioni di euro, al *bond* emesso in data 2 novembre 2009 con scadenza settennale ad un tasso fisso pari al 4,50% nominale, parzialmente rimborsato, a seguito del riacquisto anticipato effettuato in data 26 febbraio 2015 e del precedente riacquisto parziale nel luglio 2013, per 258 milioni di euro nominali. Il valore nominale di tale *bond* risulta attualmente pari a 503 milioni di euro. La sua contabilizzazione è stata effettuata al *fair value hedge*, pertanto il *bond* è stato valutato al costo ammortizzato rettificato dalla variazione del *fair value* del derivato sottostante;
- per 745 milioni di euro, al *bond* emesso il 28 novembre 2012, con scadenza settennale ad un tasso fisso pari al 4,50% nominale, calcolato con il metodo del costo ammortizzato, il cui valore nominale è pari a 750 milioni di euro;
- per 495 milioni di euro, al *bond* emesso il 10 luglio 2013, con scadenza sette anni e mezzo ad un tasso fisso pari al 4,375% nominale calcolato con il metodo del costo ammortizzato, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- per 299 milioni di euro, al *bond* (*Private Placement*) emesso il 4 dicembre 2013, con scadenza dieci anni ad un tasso fisso pari al 4,00% nominale calcolato con il metodo del costo ammortizzato, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- per 496 milioni di euro, al *bond* emesso il 13 dicembre 2013, con scadenza otto anni e un mese ad un tasso fisso pari al 3,625% nominale calcolato con il metodo del costo ammortizzato, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;

- per 296 milioni di euro, al bond emesso il 25 febbraio 2015, con scadenza dieci anni ad un tasso fisso pari all'1,750% nominale calcolato con il metodo del costo ammortizzato, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro.

Le valutazioni al *fair value* e al costo ammortizzato, al netto della variazione del *fair value hedge* relativo alla quota di bond rimborsata al 26 febbraio 2015, a fine periodo delle obbligazioni non convertibili hanno determinato un decremento delle "Passività finanziarie non correnti" di 2 milioni di euro.

Al 31 marzo 2015 sui prestiti obbligazionari sono maturate cedole per interessi pari a 34 milioni di euro.

I "Debiti verso banche" non correnti risultano sostanzialmente invariati rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente.

Infine, i "Debiti per *leasing finanziario*" ammontano a 1 milione di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

18) Benefici a dipendenti

Alla data di riferimento tale posta risulta pari a 363 milioni di euro (369 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e presenta le seguenti variazioni:

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31 03 2015
Trattamento di fine rapporto	182	6	(6)	(5)	177
Benefici a dipendenti	187		(2)	1	186
Totale benefici a dipendenti	369	6	(8)	(4)	363

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

	31 03 2015	31 12 2014
Tasso di attualizzazione (*)	da 0,29% a 1,49%	da 0,29% a 1,49%
Tasso di inflazione annuo	da 0,6% a 2,0%	da 0,6% a 2,0%

(*) 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.

19) Fondi rischi, oneri e passività per discariche

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Accantonamen- ti al netto dei rilasci	Utilizzi	Atre variazioni	Valore al 31 03 2015
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	498	5	(6)	1	498

Al 31 marzo 2015 la consistenza di tali fondi è di 498 milioni di euro (498 milioni di euro nel precedente esercizio). Gli accantonamenti netti presentano un effetto netto pari a 5 milioni di euro dovuto agli accantonamenti del periodo per 6 milioni di euro, rettificati dal rilascio di fondi rischi accantonati nei precedenti esercizi per 1 milione di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere. Gli utilizzi, di 6 milioni di euro, si riferiscono principalmente alla quota prelevata dal fondo per far fronte ai pagamenti effettuati nel corso del periodo.

Si precisa che il fondo include le passività per *decommissioning* inerenti alcune centrali termoelettriche.

90

20) Altre passività non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	31 03 2015
Altre passività non correnti	296	5	301	-	-
Strumenti derivati non correnti	68	5	73	68	73
Totale altre passività non correnti	364	10	374	68	73

La voce in esame al 31 marzo 2015 presenta un incremento di 10 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. Gli “Strumenti derivati non correnti” risultano pari a 73 milioni di euro e la variazione positiva pari a 5 milioni di euro rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente deriva principalmente dalle valutazioni al *fair value* degli strumenti finanziari a chiusura del periodo. Le “Altre passività non correnti”, che presentano un saldo pari a 301 milioni di euro si riferiscono principalmente ai debiti verso terzi per la valorizzazione delle opzioni *put* sulle azioni Edipower S.p.A., per 235 milioni di euro. Per un maggior dettaglio delle opzioni in essere si rimanda allo specifico paragrafo “Criteri e procedure di consolidamento”.

Passività correnti

21) Debiti commerciali e altre passività correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	31 03 2015
Acconti	5	(1)	4	-	-
Debiti verso fornitori	1.249	(173)	1.076	-	-
Totale debiti commerciali	1.254	(174)	1.080	-	-
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	38	(23)	15	-	-
Altre passività correnti	506	(4)	502	-	-
Strumenti derivati correnti	67	(21)	46	-	-
Totale altre passività correnti	611	(48)	563	-	-
Totale debiti commerciali e altre passività correnti	1.865	(222)	1.643	-	-

I “Debiti commerciali e altre passività correnti” risultano pari a 1.643 milioni di euro (1.865 milioni di euro al 31 dicembre 2014), con un decremento complessivo di 222 milioni di euro che si esplicita sostanzialmente sia nel decremento dei “Debiti commerciali”, che nella diminuzione delle “Altre passività correnti” e degli “Strumenti derivati correnti”. Le “Altre passività correnti” si riferiscono principalmente a debiti verso il personale, a debiti verso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, a debiti verso l’Erario per IVA e ritenute.

22) Passività finanziarie correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	31 03 2015
Obbligazioni non convertibili	-	-	-	-	-
Debiti verso banche	121		121	121	121
Debiti per /leasing finanziario	1		1	1	1
Debiti finanziari verso parti correlate	3	(3)	-	3	-
Totale passività finanziarie correnti	125	(3)	122	125	122

Le “Passività finanziarie correnti” ammontano a 122 milioni di euro, a fronte di 125 milioni di euro rilevati alla data di chiusura del precedente esercizio.

23) Debiti per imposte

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 31 03 2015
Debiti per imposte	2	21	23

I “Debiti per imposte” risultano pari a 23 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e presentano un incremento di 21 milioni di euro rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente.

Indebitamento finanziario netto

24) 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 2015	31 12 2014
Obbligazioni-quota non corrente	17	2.996	2.988
Finanziamenti bancari non correnti	17	941	941
<i>Leasing</i> finanziario non corrente	17	1	2
Altre passività non correnti	20	73	68
Totale indebitamento a medio e lungo termine		4.011	3.999
Attività finanziarie non correnti verso parti correlate	3	(6)	(7)
Attività finanziarie non correnti	3	(59)	(50)
Altre attività non correnti	5	(31)	(34)
Totale crediti finanziari a medio e lungo termine		(96)	(91)
Totale indebitamento finanziario non corrente netto		3.915	3.908
Obbligazioni-quota corrente	22	-	-
Finanziamenti bancari correnti	22	121	121
<i>Leasing</i> finanziario corrente	22	1	1
Passività finanziarie correnti verso parti correlate	22	-	3
Altre passività correnti	21	-	-
Totale indebitamento a breve termine		122	125
Altre attività finanziarie correnti	9	(130)	(126)
Attività finanziarie correnti verso parti correlate	9	(1)	-
Altre attività correnti	8	-	-
Totale crediti finanziari a breve termine		(131)	(126)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	(599)	(544)
Totale indebitamento finanziario corrente netto		(608)	(545)
Indebitamento finanziario netto		3.307	3.363

Note illustrate alle voci di Conto economico

25) Ricavi

I ricavi del periodo risultano pari a 1.379 milioni di euro (1.451 milioni di euro al 31 marzo 2014) e presentano quindi un decremento di 72 milioni di euro.

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Ricavi - Milioni di euro	31 03 2015	31 03 2014
Ricavi di vendita	1.142	1.213
Ricavi da prestazioni	192	193
Ricavi da commesse a lungo termine	5	3
Totale ricavi di vendita e prestazioni	1.339	1.409
Altri ricavi operativi	40	42
Totale ricavi	1.379	1.451

I “Ricavi di vendita e prestazioni” ammontano complessivamente a 1.339 milioni di euro (1.409 milioni di euro nel corrispondente periodo del precedente esercizio) registrando un decremento di 70 milioni di euro. La variazione è riconducibile a minori ricavi di vendita per 71 milioni di euro, al decremento dei proventi da prestazioni per 1 milione di euro ed all'aumento dei ricavi da commesse a lungo termine per 2 milioni di euro.

Gli “Altri ricavi operativi” rilevano per 40 milioni di euro e presentano un decremento di 2 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 2015	31 03 2014
Vendita e distribuzione di energia elettrica	701	746
Vendita e distribuzione di gas	297	329
Vendita calore	82	74
Vendita materiali	3	-
Vendita acqua	11	12
Vendite di certificati e diritti di emissione	41	45
Contributi di allacciamento	7	7
Totale ricavi di vendita	1.142	1.213
Prestazioni a clienti	192	193
Totale ricavi per prestazioni	192	193
Ricavi da commesse a lungo termine	5	3
Totale ricavi di vendita e prestazioni	1.339	1.409
Altri ricavi operativi	40	42
Totale ricavi	1.379	1.451

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”.

26) Costi operativi

I “Costi operativi” sono pari a 885 milioni di euro (985 milioni di euro nel corrispondente periodo dell’esercizio precedente) registrando pertanto una diminuzione di 100 milioni di euro.

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

Costi operativi - Milioni di euro	31 03 2015	31 03 2014
Costi per materie prime e di consumo	656	749
Costi per servizi	172	187
Totale costi per materie prime e servizi	828	936
Altri costi operativi	57	49
Totale costi operativi	885	985

I “Costi per materie prime e servizi” ammontano a 828 milioni di euro (936 milioni di euro al 31 marzo 2014) presentando un decremento di 108 milioni di euro.

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

- alla diminuzione degli oneri di vettoriamento, appalti e prestazioni di servizi per 15 milioni di euro;
- all’aumento della variazione nelle scorte di combustibili e materiali per 6 milioni di euro;
- ai minori acquisti di materie prime e di consumo per 99 milioni di euro, riconducibili ai minori costi per acquisti di energia e combustibili per 90 milioni di euro, al decremento degli oneri correlati all’acquisto di certificati e diritti di emissione per 8 milioni di euro ed agli oneri da copertura su derivati operativi in diminuzione per 1 milione di euro.

97

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

<i>Milioni di euro</i>	31 03 2015	31 03 2014
Acquisti di energia e combustibili	540	630
Acquisti di materiali	16	16
Acquisti di acqua	1	1
Oneri da coperture su derivati operativi	(1)	-
Proventi da coperture su derivati operativi	-	-
Acquisti di certificati e diritti di emissione	10	18
Totale costi per materie prime e di consumo	566	665
Oneri di vettoriamento, appalti e prestazioni di servizi	172	187
Totale costi per servizi	172	187
Variazione delle rimanenze di combustibili e materiali	90	84
Totale costi per materie prime e servizi	828	936
Altri costi operativi	57	49
Totale costi operativi	885	985

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 <i>trading</i> - Milioni di euro	Note	31 03 2015	31 03 2014
Ricavi	25	374	608
Costi operativi	26	(368)	(598)
Totale margine attività di <i>trading</i>		6	10

27) Costi per il personale

Al 31 marzo 2015 il costo del lavoro, al netto degli oneri capitalizzati, è risultato complessivamente pari a 157 milioni di euro (161 milioni di euro al 31 marzo 2014). La diminuzione, rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente, è dovuta principalmente alla diminuzione dell'organico che al 31 marzo 2015 presenta una “forza media” pari a 11.929 risorse mentre al 31 marzo 2014 risultava pari a 12.301 risorse.

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

Costi per il personale - Milioni di euro	31 03 2015	31 03 2014
Salari e stipendi	105	107
Oneri sociali	40	40
Trattamento di fine rapporto	6	6
Altri costi	6	8
Totale costi per il personale	157	161

28) Margine operativo lordo

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il “Margine operativo lordo” consolidato al 31 marzo 2015 è pari a 337 milioni di euro (305 milioni di euro al 31 marzo 2014).

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

29) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Gli “Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni” sono pari a 109 milioni di euro (123 milioni di euro al 31 marzo 2014), e presentano un decremento di 14 milioni di euro.

Nella successiva tabella si evidenziano le poste di dettaglio:

Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni - Milioni di euro	31 03 2015	31 03 2014
Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	16	15
Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	82	100
Totale ammortamenti	98	115
Accantonamenti per rischi	5	5
Accantonamento per rischi su crediti compresi nell'attivo circolante	6	3
Altre svalutazioni di valore delle immobilizzazioni	-	-
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	109	123

Gli “Ammortamenti” risultano pari a 98 milioni di euro (115 milioni di euro nel corrispondente periodo del precedente esercizio) e registrano un decremento di 17 milioni di euro derivante principalmente dalla diminuzione degli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali a seguito delle svalutazioni effettuate al termine del precedente esercizio, per 9 milioni di euro, nonché dalla revisione delle vite utili residue degli impianti a ciclo combinato per 8 milioni di euro, come meglio descritto alla nota “1) Immobilizzazioni materiali”. Si sottolinea che gli ammortamenti sono calcolati sulla base di aliquote economico-tecniche ritenute rappresentative delle residue possibilità di utilizzazione delle immobilizzazioni materiali.

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 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” sono pari a 5 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 marzo 2014) 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 (3 milioni di euro al 31 marzo 2014) determinato dall'accantonamento del periodo.

30) Risultato operativo netto

Il “Risultato operativo netto” risulta pari a 228 milioni di euro (182 milioni di euro al 31 marzo 2014).

31) Gestione finanziaria

La “Gestione finanziaria” presenta un saldo negativo di 41 milioni di euro (negativo per 40 milioni di euro al 31 marzo 2014).

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Gestione finanziaria - Milioni di euro	31 03 2015	31 03 2014
Proventi finanziari	4	7
Oneri finanziari	(46)	(51)
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	1	4
Totale gestione finanziaria	(41)	(40)

I “Proventi finanziari” ammontano a 4 milioni di euro (7 milioni di euro nel corrispondente periodo del precedente esercizio).

Gli “Oneri finanziari”, che ammontano a 46 milioni di euro, presentano un decremento di 5 milioni di euro rispetto al 31 marzo 2014 e sono così composti:

Oneri finanziari - Milioni di euro	31 03 2015	31 03 2014
Interessi su prestiti obbligazionari	32	36
Interessi verso istituti di credito	4	5
Interessi su finanziamenti Cassa Depositi e Prestiti	1	2
Fair value su derivati finanziari	6	3
Realized su derivati finanziari	-	-
Oneri da Decommissioning	-	1
Altri oneri finanziari	3	4
Totale oneri finanziari	46	51

La “Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni” risulta positiva per 1 milione di euro (positiva per 4 milioni di euro al 31 marzo 2014 e riferita alla valutazione a Patrimonio netto delle partecipazioni in Dolomiti Energia S.p.A. e ACSM-AGAM S.p.A.) ed è riconducibile principalmente alla valutazione a Patrimonio netto della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A..

32) Oneri per imposte sui redditi

Oneri per imposte sui redditi - Milioni di euro	31 03 2015	31 03 2014
Imposte correnti	44	35
Imposte anticipate	47	31
Imposte differite	(31)	(12)
Totale oneri/proventi per imposte sui redditi	60	54

Gli “Oneri per imposte sui redditi” nel periodo in esame sono risultati pari a 60 milioni di euro (54 milioni di euro al 31 marzo 2014).

Segnaliamo che in conseguenza della Sentenza 10/2015 della Corte Costituzionale, che ha dichiarato l’incostituzionalità dell’addizionale IRES del 6,50% (cd. “Robin Hood Tax”), con effetto dal 12 febbraio 2015, in questo bilancio non è presente alcun effetto relativo a tale imposta, dal momento che le imposte anticipate e differite stanziate sulle differenze temporanee generate in precedenti esercizi sono state interamente riversate nell’esercizio 2014, mentre il 31 marzo 2014 recepiva gli effetti dell’applicazione della Robin Tax.

Segnaliamo altresì che, a seguito della previsione di cui all’art. 1, comma 20, della Legge 23 dicembre 2014, n. 190 (cd. “Legge di stabilità 2015”), dal corrente periodo d’imposta viene dedotto dall’IRAP l’intero costo del lavoro relativo al personale dipendente con contratto a tempo indeterminato.

33) Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo

Il “Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo”, al netto delle quote di risultato di competenza di terzi negative per 10 milioni di euro (negative per 8 milioni di euro al 31 marzo 2014), risulta positivo e pari a 117 milioni di euro (positivo per 80 milioni di euro al 31 marzo 2014).

Risultato per azione

34) Risultato per azione

	01 01 2015 31 03 2015	01 01 2014 31 03 2014
Utile (perdita) per azione (in euro)		
- di base	0,0377	0,0223
- di base da attività in funzionamento	0,0377	0,0223
- di base da attività destinate alla vendita	-	-
- diluito	0,0377	0,0223
- diluito da attività in funzionamento	0,0377	0,0223
- diluito da attività destinate alla vendita	-	-
Numeri medio ponderato delle azioni in circolazione ai fini del calcolo dell'utile (perdita) per azione		
- di base	3.105.987.497	3.105.987.497
- diluito	3.105.987.497	3.105.987.497

Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali

35) Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 29 luglio 2006

Il periodo in esame non è stato interessato da operazioni non ricorrenti.

Garanzie ed impegni con terzi

<i>Milioni di euro</i>	31 03 2015	31 12 2014
Garanzie ricevute	454	453
Garanzie prestate	1.383	1.340

Garanzie ricevute

104

L'entità delle cauzioni depositate dalle imprese appaltatrici, delle polizze fidejussorie a fronte della corretta esecuzione dei lavori assegnati e le garanzie ricevute da clienti a garanzia della regolarità dei pagamenti ammontano a 454 milioni di euro (453 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Garanzie prestate ed impegni con terzi

Sono pari a 1.383 milioni di euro (1.340 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e sono relative a fidejussioni rilasciate e ai depositi cauzionali costituiti a garanzia degli obblighi assunti nei confronti di terzi.

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 2015

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 2015 A2A S.p.A. possiede n. 26.917.609 azioni proprie, pari allo 0,859% del Capitale sociale composto da n. 3.132.905.277 azioni, invariate rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente. Al 31 marzo 2015 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)

Al 31 marzo 2015 le voci “Attività non correnti destinate alla vendita” e “Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita” non presentano alcun valore.

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.

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, ha ormai concluso la fase scritta e non si dovrebbe concludere, se sarà definito - come pare verosimile - con sentenza, prima della metà del 2015.

Ad oggi, quindi, è ancora pendente la questione relativa alla quantificazione degli interessi sulle somme da recuperare (se da calcolare con anatocismo, o no). Sul punto, è stato richiesto il parere della Corte di Giustizia UE, ed è da ritenere che il relativo esito influenzerà i procedimenti tanto sul Terzo, quanto sul Secondo recupero. 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 ostava 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. La Corte di Giustizia dovrebbe definitivamente pronunciarsi sul punto nei prossimi mesi.

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.

Consul 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 Consul Latina.

In presenza della non univocità del testo contrattuale e la 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 Consul Latina e non pagò il corrispettivo richiesto a Consul 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 incrementalì. 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 Consul Latina ha radicato una nuova azione per chiedere l'eliminazione del sequestro delle azioni che tuttora permane a garanzia di Consul Latina; i legali hanno fatto sapere che i legali di Redengas hanno preannunciato anche una causa risarcitoria contro A2A S.p.A. e Consul 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 Consul 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 Consul Latina, la data di tale udienza è fissata all'8 maggio 2015.

Indagine sui misuratori di gas

Presso la Procura della Repubblica di Trento pende un'indagine avente ad oggetto la contabilizzazione del gas che vede indagate alcune società del Gruppo A2A ed alcuni dirigenti ed amministratori delle stesse. La contestazione riguarda il reato di truffa ed altro.

Si tratta di un procedimento trasmesso per competenza territoriale dall'Autorità Giudiziaria milanese. Dopo la notifica in data 7 febbraio 2011 dell'“Avviso della conclusione delle indagini preliminari – art. 415 bis c.p.p.”, veniva notificato in data 9 giugno 2011 l'“Avviso di fissazione dell'udienza preliminare” in relazione alla richiesta di rinvio a giudizio avanzata dal Pubblico Ministero. L'udienza preliminare si svolgeva avanti il Gip di Brescia in data 8 novembre 2011. In tale sede le difese degli imputati sollevavano una eccezione preliminare di nullità della notifica del decreto contenente l'“Avviso di fissazione dell'udienza preliminare” in quanto mancante del CD con l'elenco dei contatori “incriminati”, indicato nel decreto stesso come “allegato costituente parte integrante del capo di imputazione”. L'eccezione veniva accolta dal Gip che dichiarava la nullità della notifica. Ciò comportava per il PM la necessità di rinotificare l'“Avviso di conclusione delle indagini preliminari – art. 415 bis c.p.p.” ed il regredire del procedimento alla fase precedente. In data 4-9 gennaio 2012 veniva rinotificato l'“Avviso di conclusione delle indagini preliminari – art. 415 bis c.p.p.”, questa volta con il CD.

Il 18 ottobre 2012 si è tenuta l'udienza preliminare. In tale sede il PM ha sollevato una eccezione preliminare ai sensi dell'art. 11 c.p.p. rilevando che almeno due magistrati, i cui uffici giudiziari sono ricompresi nel distretto della Corte d'Appello di Brescia, risultano rivestire la qualità di “persone offese” nel procedimento ed ha chiesto al Giudice dell'udienza preliminare, Dott. Nappo, di dichiarare l'incompetenza dell'Autorità Giudiziaria di Brescia. Le difese si sono associate all'istanza. Il Gup ha quindi dichiarato la propria incompetenza e ordinato la trasmissione degli atti alla Procura di Venezia. A seguito di tale provvedimento il procedimento è dunque regredito alla fase iniziale.

Peraltro, dovendo A2A Reti Gas S.p.A. svolgere degli interventi manutentivi su alcuni impianti posti sotto sequestro nell'ambito del procedimento penale di cui trattasi, si sono svolte delle verifiche per individuare il PM che presso la Procura di Venezia avesse in carico il fascicolo. Si è così appreso che il procedimento, senza che mai ne fosse stata data notizia ad alcuno dei difensori degli indagati, né agli indagati stessi, è stato nel frattempo trasmesso dalla Procura di Venezia (che presumibilmente vi ha ravvisato un analogo caso di incompetenza) a quella di Trento, territorialmente competente rispetto ai procedimenti nei quali un magistrato della Procura di Venezia assuma la qualità di “persona offesa”. Tra il 10 e il 23 giugno 2014 la Procura di Trento ha fatto notificare l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ex art. 415 bis c.p.p.. In data 16 settembre 2014 è stato notificato decreto di fissazione dell'udienza preliminare avanti il Gup Dott. Ancona per il giorno 11 dicembre 2014. Dopo tale udienza la causa è

stata rinviata al 19 febbraio 2015. A tale udienza il Gup ha pronunciato sentenza con la quale ha dichiarato non doversi procedere contro tutti gli imputati (sia persone fisiche che giuridiche) per essere i reati loro ascritti estinti per intervenuta prescrizione.

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 constituenti 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 salvo 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^o 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 Maironda (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 1º 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 sopracitata 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.

È 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 incombenti 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.: si resta in attesa di provvedimento della Camera Arbitrale. 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. In data 18 settembre 2014, il curatore del fallimento Eurosviluppo Industriale S.p.A., al fine di interrompere la prescrizione, ha inoltrato richiesta di corresponsione dell'ultima rata di pagamento del prezzo oltre a tutte le altre somme attivate nell'arbitrato. La lettera è priva di fondamento e i legali stanno predisponendo replica.

111

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 dal Fin Podella alla voce “anticipazione contratto di programma” per 6.153.437 euro ed i danni asseritamente subiti dal Conservificio 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.

112

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. Gioffrè 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. È stata fissata al 22 gennaio 2015 data di udienza per esame elaborato peritale, poi rinviata al 1º aprile 2015. In tale udienza è stata fissata al 30 novembre 2016 l'udienza di precisazione conclusioni.

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.

A2A Ambiente S.p.A. (ex Amsa S.p.A.)

Nella convenzione CIP 6 stipulata da A2A Ambiente S.p.A. (ex Amsa S.p.A.), e ora scaduta, era forfettariamente fissato un consumo di energia elettrica per servizi ausiliari di impianto pari al 5% della produzione lorda. Secondo la convenzione tale valore convenzionale “potrà essere aggiornato ...in base a verifiche tecniche congiuntamente definite”. A2A Ambiente S.p.A. (ex Amsa S.p.A.) ha ricevuto visita ispettiva il 19 dicembre 2006 dalla CCSE (Cassa Conguaglio del Settore Elettrico) presso il termoutilizzatore di Milano. Ne è derivata una nota della stessa (19 settembre 2007) che contestava consumi di energia elettrica per servizi ausiliari superiori al *forfait* convenzionale fissato nel 5%, quantificandoli invece in una soglia compresa tra il 16% e il 23%. Non sono noti ulteriori sviluppi. Sebbene la visita della CCSE fosse nota da tempo, l'eventualità di potenziali passività è emersa solo dopo la notizia di altri provvedimenti da parte dell'AEEGSI verso altre società. Si ritiene che la potenziale passività non sia comunque al momento stimabile in modo attendibile. Volendo ipotizzare il caso peggiore la passività massima potrebbe risultare pari a circa 40 milioni di euro. Si ritiene tuttavia che potrebbero essere addotte valide obiezioni difensive, tenuto anche conto delle peculiarità impiantistiche del termoutilizzatore in oggetto, per sostenere la validità del valore fissato in convenzione o comunque uno ad esso più prossimo con conseguente possibile azzeramento della passività stimata o quantomeno forte riduzione della stessa. La società, in ragione di quanto sopra esposto, ritiene tuttora la passività possibile e non probabile. Per tale motivo non sono stati effettuati accantonamenti a fondo rischi in occasione del Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2015. In subordine si fa peraltro presente che vi è una responsabilità solidale da parte di Amsa S.p.A. per effetto della scissione parziale del ramo d'azienda comprendente l'impianto a favore di A2A Ambiente S.p.A. e la possibilità di ottenere parziale compensazione dell'eventuale onere in forza di clausole contrattuali.

Occorrerà considerare che, nel caso di ricevimento di richieste della tipologia di quelle dirette alle società dell'ex Gruppo Ecodeco, Amsa S.p.A. potrà attivarsi presso il Comune onde chiedere la retrocessione della quota dei corrispettivi del contratto di servizio di igiene urbana, trattenuti dal medesimo Comune committente in applicazione del contratto esistente. Al riguardo, in precedenti circostanze Amsa S.p.A. aveva già richiamato l'attivazione delle clausole contrattuali per richieste di recupero, poi effettivamente accolte dal Comune tramite la determinazione di conguagli contrattuali in relazione a riduzioni dei ricavi di energia elettrica intervenute nella componente del costo evitato del combustibile.

Gruppo A2A Ambiente (ex Gruppo Ecodeco)

Ecolombardia 4 S.p.A. ha ricevuto una visita ispettiva del GSE (Gestore dei Servizi Elettrici) nel settembre 2011. Ne è conseguita una nota del 4 gennaio 2012 secondo cui il consumo dell'energia elettrica prodotta dall'impianto, e assorbita da parte dei servizi ausiliari di questo, sarebbe stato superiore al *forfait* convenzionale. La nota è stata contestata con richiesta di riesame. Il 10 ottobre 2012 l'AEEGSI ha contestato consumi di energia elettrica maggiori rispetto al *forfait*, con la conclusione che la corresponsione degli incentivi CIP 6 sarebbe avvenuta per quantitativi di energia maggiori di quelli immessi in rete e che sarebbe stato necessario il recupero di dette eccedenze. La società ha proposto ricorso avanti al TAR di Milano. L'istanza cautelare è stata accolta. Il 22 gennaio 2014 il ricorso è stato trattenuto in decisione. Il ricorso è stato quindi respinto. È stato interposto appello n.r.g. 986/14. Con Sentenza 30 dicembre 2014 n. 6430, il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza di primo grado e quindi il provvedimento dell'Autorità.

A2A Ambiente S.p.A. (ex Ecodeco S.r.l.) ha ricevuto una visita ispettiva riguardo al termovalORIZZATORE e agli impianti Biogas di Corteolona (10-11 maggio 2012 e 5-6 luglio 2012). Le valutazioni del nucleo ispettivo sono state analoghe a quelle formulate per l'impianto di Ecolombardia 4 S.p.A.: contestazione di maggiori consumi attribuibili ai servizi ausiliari rispetto al relativo *forfait* convenzionale. Il 21 giugno 2013, l'AEEGSI ha inviato un atto analogo a quello recapitato a Ecolombardia 4 S.p.A. che dava mandato alla CCSE di agire nei confronti di A2A Ambiente S.p.A. (ex Ecodeco S.r.l.) per il recupero delle eccedenze. È poi giunta la richiesta della CCSE. La società ha proposto ricorso. La causa è stata discussa all'udienza del 14 gennaio 2014 e trattenuta in decisione. Il ricorso è stato respinto. È stato interposto appello n.r.g. 1002/14. Con Sentenza 1° dicembre 2014 n. 5946, il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza di primo grado e quindi il provvedimento dell'Autorità. Le società in oggetto avevano ritenuto opportuno effettuare già nel bilancio 2013 gli accantonamenti commisurati alla stima della probabile passività.

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

Il procedimento in oggetto coinvolge l'Union Temporal De Impresas (UTE) costituita ora 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 aggiudicazione 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'aggiudi-

cazione originaria della gara alla UTE con conseguente obbligo per il consorzio di trovare un altro appaltatore.

Nonostante A2A 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 Mendez, ha presentato ricorso in appello avverso alla sentenza del Tribunale il 12 giugno 2013.

L'ufficio legale interno ritiene remoto il rischio di annullamento dell'aggiudicazione originaria della gara alla UTE (non era nemmeno nelle richieste della controparte) e possibile il rischio di soccombenza relativamente alla modifica del contratto tra il Consorzio e la UTE che ha previsto un aumento del corrispettivo di cui sopra. L'eventuale soccombenza comporterebbe un rischio massimo potenziale per la UTE di 19 milioni di euro. Per quanto riguarda A2A Ambiente S.p.A., socia all'1% nella UTE e responsabile in solido, potrebbe essere chiamata a rispondere non solo della propria quota parte ma potenzialmente di una cifra maggiore nel caso in cui gli altri soci fossero insolventi verso l'istituto di credito (si ricorda infatti che la UTE ha ottenuto un finanziamento per la realizzazione dell'impianto). La stessa cifra di 19 milioni di euro potrebbe essere poi ulteriormente oggetto di rivisitazione alla luce di quanto verrà stabilito a seguito del ricorso presentato dalla UTE stessa e avverso a questa sentenza del TAR.

A completezza della tematica, si segnala che nel bilancio di A2A Ambiente S.p.A. sono presenti al 31 marzo 2015 circa 3,6 milioni di euro relativi a crediti commerciali e finanziari vantati verso la UTE che, in caso di soccombenza, potrebbero diventare inesigibili.

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 fornitrice di biomasse che, a sua conoscenza, sono coinvolte nelle indagini.

L'indagine avviata dall'Autorità Giudiziaria di Trieste non si è ancora conclusa e, quindi, le informazioni per individuare gli effetti di eventuali condotte illecite accertate non sono ancora state rese note. 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 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 esserne stati riconosciuti in più.

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.

È stato notificato avviso di conclusione delle indagini.

Dopo un precedente rinvio, il 6 febbraio 2015 si è tenuta l'udienza preliminare.

Al momento non sono disponibili informazioni per individuare gli effetti sul bilancio della società di eventuali condotte illecite accertate a carico dei fornitori di biomasse dell'impianto. A2A Trading S.r.l. e A2A S.p.A. hanno dato mandato per la costituzione di parte civile nel procedimento. La costituzione è avvenuta. L'udienza è fissata per il 20 aprile 2015.

Asm Novara S.p.A. contenzioso

Il socio Pessina Costruzioni e i consiglieri dimissionari Massimo Pessina e Guido Stefanelli hanno notificato atto di citazione per far dichiarare nulla la Delibera del 26 ottobre 2012 con cui il Consiglio di Amministrazione della società ha accertato la sussistenza di cause di scioglimento della società, ai sensi dell'art. 2484 c.c., ha disposto la pubblicità della delibera ai sensi dell'art. 2484 c.c. e ha formulato istanza di nomina del liquidatore al Tribunale di Brescia, in forma di volontaria giurisdizione, ai sensi dell'art. 2487 c.c..

Il ricorso ripercorre i motivi illustrati nella memoria di costituzione nel ricorso di volontaria giurisdizione da Pessina Costruzioni e dai consiglieri dimissionari Massimo Pessina e Guido Stefanelli, enucleando i vizi di irregolarità di formazione del Consiglio di Amministrazione deliberante ed i vizi dell'accertamento delle cause di scioglimento, asseritamente non presenti.

Dopo alcune udienze e il deposito, in data 18 giugno 2013, del provvedimento del giudice in cui fissa udienza al 19 settembre 2013 e dopo avere pronunciato un rigetto motivato del ricorso anche in considerazione della sopravvenuta esistenza del decreto della Corte di Appello di nomina del liquidatore che ha quindi accertato l'esistenza delle cause di scioglimento negate dall'attore, la causa è proseguita con assegnazione alle parti di termini di legge per il deposito delle memorie ed ha rinviato l'udienza al 16 gennaio 2014; in tale udienza il giudice ha disposto comparizione personale delle parti al fine di verificare la sussistenza dell'interesse alla pronuncia anche alla luce degli ulteriori accadimenti e ha fissato a tal fine l'udienza del 15 aprile 2014 (poi rinviata su richiesta delle parti al 20 maggio 2014). All'udienza le parti hanno riassunto lo stato della liquidazione e il giudice ha preso atto dell'insanabile conflitto esistente tra i soci che induce a ritenere replicabile la situazione di stallo verificatasi nelle assemblee eseguite fino alla liquidazione, come conferma la mancata approvazione del bilancio sia nel 2011 sia nel 2012 sia nel 2013. È stata fissata udienza al 17 luglio 2014 con invito alle parti ad individuare una soluzione transattiva. In tale udienza dopo l'illustrazione delle contrapposte ragioni delle parti che hanno condotto alla mancata definizione della transazione, il Giudice ha proposto un breve rinvio, chiedendo alla parte attrice di valutare una modifica del testo transattivo nel frattempo ipotizzata. La causa è stata rinviata al 25 settembre e in tale data, Pessina ha chiesto un rinvio fissato al 20 novembre 2014.

In data 29 marzo 2013, Pessina Costruzioni ha notificato ad A2A S.p.A. la nomina dell'arbitro e del 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 delle 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.

In esito all'udienza di costituzione formale del Collegio del 1º luglio 2013, con ordinanza, lo stesso ha assolto gli adempimenti connessi alla sua costituzione ed all'inizio delle attività fissando i termini per le memorie e le istanze istruttorie e la data della prima udienza. I termini erano il 15 ottobre 2013, il 20 dicembre 2013 e il 21 febbraio 2014 per il deposito delle memorie e il 5 marzo 2014 per la prima udienza. Con ordinanza dell'8 ottobre 2013, il Collegio ha differito i medesimi termini nel modo che segue: 19 novembre 2013, 21 gennaio 2014, 25 marzo 2014 per le memorie e 10 aprile 2014 per la prima udienza. 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 S.p.A., 17 giugno per Pessina e 26 giugno per A2A S.p.A.) e per l'udienza di merito l'11 luglio 2014. In tale udienza, il Collegio si è riservato su tutte le istanze presentate dalle parti. Con ordinanza fuori udienza depositata il 22 luglio è stata fissata udienza per il 16 settembre 2014. In tale udienza, dopo la precisazione delle conclusioni, sono stati fissati i termini per il deposito delle comparse conclusionali al 18 novembre 2014, deposito memorie di replica al 23 dicembre 2014 e udienza finale al 16 gennaio 2015.

Con ordinanza 17 novembre 2014 tali termini sono stati differiti rispettivamente al 3 dicembre 2014 e al 7 gennaio 2015 e in data 3 febbraio 2015 si è svolta l'udienza in cui il collegio non ha disposto atti di istruttoria e ha prolungato a 120 giorni il termine per il deposito del lodo.

Vertenze canoni per derivazione acqua pubblica

Derivazioni di acqua pubblica per la produzione di energia idroelettrica

Nucleo di Mese

Con la Legge Regionale n. 22/2011 la Lombardia ha sostanzialmente raddoppiato il canone per l'utilizzazione a scopo idroelettrico dell'acqua pubblica, comunque fatti salvi gli aggiornamenti ISTAT (in particolare, la legge regionale ha disposto che a partire dall'annualità 2012, l'importo unitario del canone annuo dovuto alla Regione per le utenze di acqua pubblica, di cui al comma 1, è determinato come segue per le grandi derivazioni d'acqua ad uso idroelettrico è fissato in 30 euro per ogni Kilowatt di potenza nominale media annua).

A fronte delle richieste di pagamento della Regione per gli anni 2012 e 2013, Edipower S.p.A. ha ritenuto esorbitante l'incremento disposto con legge ed ha 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 l'autorità giudiziaria competente.

A fronte della richiesta della Regione per l'annualità 2014, Edipower S.p.A. ha versato il canone considerando unicamente l'incremento riconducibile al tasso di inflazione programmato rispetto all'anno precedente. La Regione non ha ancora emesso ingiunzione di pagamento per la differenza.

Con riferimento all'Asta Liro, la Regione Lombardia ha emesso ingiunzione di pagamento per la corresponsione dei canoni di derivazione ad uso idroelettrico asseritamente dovuti per l'anno 2008 rispetto ad Asta Liro e Fiume Mera. Tale ingiunzione è stata impugnata avanti al Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche (di seguito TRAP) di Milano dalla società con ricorso che il TRAP di Milano ha parzialmente rigettato, nella parte in cui chiedeva di dichiarare l'inesistenza di qualsivoglia obbligo di pagamento del canone per uso idroelettrico nella misura erroneamente determinata dalla Regione e di confermare che l'intervenuto pagamento sia satisfattivo. La suindicata sentenza del TRAP ha invece accolto parzialmente la richiesta di Edipower S.p.A. di accertare il diritto alla liquidazione del canone di utenza idrica nella misura ridotta del 10%, previa disapplicazione della delibera regionale di istituzione dell'addizionale regionale. Il TRAP ha ritenuto illegittima, rispetto alla vertenza in oggetto, la Delibera regionale n. 8/5775 del 2007 che ha simulatamente aumentato il canone dovuto per la derivazione conglomerando in realtà un importo avente natura tributaria (la cd. addizionale regionale) in un corrispettivo (il canone di derivazione).

Si segnala che un contenzioso analogo è in essere anche per alcune centrali della Valtellina.

119

Sovracanoni per la derivazione di acqua pubblica

Nucleo di Mese

Edipower S.p.A. ha incardinato avanti all'autorità giudiziaria competente un contenzioso per l'accertamento della corretta individuazione dell'entità dei sovracanoni idroelettrici dovuti ai sensi dell'art. 1, Legge n. 959/1953, previa disapplicazione dei decreti ministeriali che hanno disposto un aggiornamento di detti canoni annualmente (anziché ogni due anni).

Rispetto al nucleo di Mese, Edipower S.p.A. è risultata soccombente nei giudizi incardinati avanti al Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche di Milano (di seguito TRAP) contro le richieste di pagamento dei suindicati sovracanoni avanzate dalla Provincia e dal Consorzio dei Comuni del Bacino Imbrifero Montano del lago di Como e fiumi Brembo e Serio. La società ha deciso di non promuovere appello contro le sentenze del TRAP.

Nucleo di Udine

Edipower S.p.A. ha incardinato avanti all'autorità giudiziaria competente un contenzioso per l'accertamento della corretta individuazione dell'entità dei sovraccanoni idroelettrici dovuti ai sensi dell'art. 1, Legge n. 959/1953, previa disapplicazione dei decreti ministeriali che hanno disposto un aggiornamento di detti canoni annualmente (anziché ogni due anni).

Rispetto al nucleo di Udine, attualmente è pendente un ricorso al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (di seguito TSAP) promosso da Edipower S.p.A. per l'appello della sentenza del Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche (di seguito TRAP) di Venezia che aveva rigettato il ricorso di Edipower S.p.A. contro la richiesta di pagamento avanzata dal Bacino Imbrifero Montano del Livenza Pordenone.

È poi pendente un ricorso al TSAP promosso per l'appello della sentenza del TRAP di Venezia che aveva rigettato il ricorso di Edipower S.p.A. contro la richiesta di pagamento avanzata dal Consorzio dei Comuni BIM Tagliamento in Provincia di Udine e di Pordenone.

È infine pendente un ricorso al TSAP promosso per l'appello della sentenza del TRAP di Venezia che aveva rigettato il ricorso di Edipower S.p.A. contro la richiesta di pagamento avanzata dalla Provincia di Udine.

Carbonile di Brindisi

Per quanto riguarda il sequestro del carbonile di Brindisi (di proprietà Enel), si sono formalmente chiuse le indagini che ne hanno determinato il sequestro; è stato rinviaato a giudizio – tra gli altri – il capo della centrale di Brindisi. Nel relativo processo Edipower S.p.A. è stata chiamata in causa in qualità di responsabile civile dalle parti civili costituite in giudizio. In data 13 maggio 2010 è stato notificato provvedimento di dissequestro delle aree sequestrate nell'ambito del procedimento penale. Con dispositivo della sentenza, in data 8 marzo 2013, il Tribunale ha assolto il Capocentrale di Edipower S.p.A. dal reato ascrittigli “perché il fatto non sussiste”.

La procura della repubblica presso il Tribunale di Brindisi il 3 settembre 2013 ha notificato atto di appello avverso la sentenza del Tribunale di Brindisi. La prima udienza in appello fissata in data 3 luglio 2014 è stata rinviata al 27 ottobre 2014 per difetto di notifica dell'atto di citazione in appello.

L'udienza del 27 ottobre 2014 è stata rinviata al 29 maggio 2015 per impedimento dei difensori di taluni degli imputati.

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

A2A S.p.A. - Verifica generale IRES/IRAP/IVA per il periodo di imposta 2010

Il 20 gennaio 2014 la Direzione Regionale delle Entrate per la Lombardia – Ufficio Grandi Contribuenti di Milano - ha aperto nei confronti della società A2A S.p.A., per il periodo di imposta 2010, una verifica generale ai fini IRES, IRAP e IVA. La verifica si è conclusa il 15 dicembre 2014. I rilievi emersi attengono a violazioni inerenti, esclusivamente, alle imposte dirette. Il 14 gennaio 2015 la società ha inoltrato istanza di adesione al processo verbale di constatazione e, a seguito di notifica degli avvisi di accertamento da parte dell’Agenzia delle Entrate il 31 marzo 2015 ha aderito alla pretesa tributaria.

A2A Reti Gas S.p.A. – COSAP Comune di Milano per gli anni dal 2003 al 2011

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. La discussione avanti al Tribunale di Milano è stata rinviata al 23 ottobre 2014, mentre quella avanti al TAR non è stata ancora fissata. Nel mese di dicembre 2014, sono stati notificati avvisi di pagamento per gli anni dal 2012 al 2014. 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.

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, prevalentemente, 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 acquisenza versando il dovuto in data 29 agosto 2014 e chiudendo così definitivamente la pretesa erariale. Per l’anno 2010, ad oggi, non è stato notificato alcun avviso di accertamento.

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. Ad oggi non è stato notificato alcun avviso di accertamento.

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. Il 5 agosto 2014, l’Agenzia delle Dogane ha notificato i processi verbali di constatazione per gli anni 2012 e 2013. La società sta valutando le azioni conseguenti.

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.

123

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.

5) Attività potenziali

Il Gruppo presenta al 31 marzo 2015 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 2013 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 idro-elettrico 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
Mincio Trasmissione S.r.l.	Brescia	Euro	10
Assoenergia S.p.A. in liquidazione	Brescia	Euro	126
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
SEASM S.r.l.	Brescia	Euro	700
Proaris S.r.l.	Milano	Euro	1.875
Edipower S.p.A. (*)	Milano	Euro	1.139.312
Ecofert S.r.l. in liquidazione	S. Gervasio Bresciano (BS)	Euro	100
A3A S.r.l.	Brescia	Euro	10
Ecodeco Hellas S.A.	Atene	Euro	60
Ecolombardia 18 S.r.l.	Milano	Euro	658
Ecolombardia 4 S.p.A.	Milano	Euro	13.515
Sicura S.r.l.	Milano	Euro	1.040
Sistema Ecodeco UK Ltd	Canvey Island Essex (UK)	GBP	250
Vespa 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
Elektroprivreda Cnre Gore AD Niksic (EPCG)	Niksic (Montenegro)	Euro	1.003.666
EPCG d.o.o. Beograd	Beograd (Serbia)	Dinar RSD	35
Zeta Energy d.o.o.	Danilovgrad (Montenegro)	Euro	12.240

(*) La percentuale non tiene conto dell'esercizio delle put.

% di parte- cipazione consolidata di Gruppo al 31/03/2015	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 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
97,76%	97,76%	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%)	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
67,00%	67,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
60,00%	60,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
79,50%	79,50%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
47,00%	47,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
98,86%	98,86%	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
41,75%	41,75%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	EPCG	Consolidamento integrale
57,86%	51,00%	EPCG	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
Bergamo Servizi S.r.l.	Sarnico (BG)	Euro	10
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
SED S.r.l.	Robassomero (TO)	Euro	1.250
Bergamo Pulita S.r.l.	Bergamo	Euro	10
Tecnoacque Cusio S.p.A.	Omegna (VB)	Euro	206
Bellisolina S.r.l.	Montanaso (LO)	Euro	10
Rudnik Uglja Ad Pljevlja	Pljevlja (Montenegro)	Euro	21.493
Totale partecipazioni			

Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al 31 03 2015 (migliaia)	Criterio di valutazione
50,00%	A2A Alfa S.r.l.	3.182	Patrimonio netto
50,00%	A2A S.p.A.	-	Patrimonio netto
50,00%	A2A S.p.A.	-	Patrimonio netto
50,00%	A2A Energia S.p.A.	1.545	Patrimonio netto
50,00%	Aprica S.p.A.	383	Patrimonio netto
49,00%	A2A S.p.A.	1.116	Patrimonio netto
49,15%	A2A S.p.A. (48,77%) A2A Reti Gas S.p.A. (0,38%)	4.755	Patrimonio netto
44,50%	A2A S.p.A.	1.670	Patrimonio netto
45,00%	A2A S.p.A.	3	Patrimonio netto
40,00%	A2A S.p.A.	1.010	Patrimonio netto
40,00%	A2A S.p.A.	10	Patrimonio netto
33,33%	A2A Energia S.p.A.	214	Patrimonio netto
24,29%	A2A S.p.A.	833	Patrimonio netto
21,94%	A2A S.p.A.	33.893	Patrimonio netto
20,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.	638	Patrimonio netto
12,47%	Aspem S.p.A.	954	Patrimonio netto
52,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.	69	Patrimonio netto
40,00%	Aprica S.p.A.	3.400	Patrimonio netto
50,00%	A2A Ambiente S.p.A.	1.372	Patrimonio netto
50,00%	A2A Ambiente S.p.A.	-	Patrimonio netto
25,00%	A2A Ambiente S.p.A.	242	Patrimonio netto
50,00%	A2A Ambiente S.p.A.	-	Patrimonio netto
39,49%	A2A S.p.A.	19.067	Patrimonio netto
		74.356	

3 - Elenco delle attività finanziarie disponibili per la vendita

Denominazione	Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al 31.03.2015 (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.	642
Azienda Energetica Valtellina e Valchiavenna S.p.A. (AEVV)	9,39%	A2A S.p.A.	1.846
Altre:			
Alesa S.r.l.	6,01%	A2A Reti Gas S.p.A.	
AQM S.r.l.	7,52%	A2A S.p.A.	
AvioValtellina S.p.A.	0,18%	A2A S.p.A.	
Banca di Credito Cooperativo di Calcio e Covo Società Cooperativa	n.s.	A2A S.p.A.	
Brescia Mobilità S.p.A.	0,25%	A2A S.p.A.	
Cavaglià Sud S.r.l. in liquidazione	1,00%	A2A Ambiente 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.	10,53%	A2A S.p.A.	
Consorzio Milano Sistema in liquidazione	10,00%	A2A S.p.A.	
Consorzio Polieco	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
Emissenti 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.	
INN.TEC. S.r.l. in liquidazione	11,45%	A2A 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 31/03/2015 (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			6.199
Totale attività finanziarie disponibili per la vendita			8.842

(*) 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 normativa

Business Unit Generazione e Trading

Recente evoluzione normativa nel settore dell'energia elettrica

Produzione

Il Decreto Legislativo 79/1999 (di seguito Decreto Bersani) ha liberalizzato la produzione di energia elettrica: al fine di favorire la concorrenza nel mercato, ha disposto che dal gennaio 2003 nessun produttore possa generare o importare direttamente o indirettamente più del 50% dell'energia elettrica complessivamente prodotta e importata nel nostro Paese.

136

Incentivazione della produzione da rinnovabili

Il Decreto Bersani ha inoltre previsto, nell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamiento dell'energia elettrica, l'obbligo di utilizzo prioritario dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili, oltre che di quella prodotta mediante cogenerazione (priorità di dispacciamento).

A decorrere dal 2001, gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono più di 100 GWh di energia elettrica da fonti non rinnovabili, hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota di energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, inizialmente pari al 2% del totale importato/prodotto. Tali soggetti possono adempiere all'obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti (i Certificati Verdi, che attestano la produzione di un determinato ammontare di energia elettrica certificata in quanto prodotta da rinnovabili) da altri produttori o dal GRTN (ora GSE).

Con Decreto Legislativo n. 387/03, di attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, sono state successivamente dettate ulteriori disposizioni in materia, tra cui:

- la previsione della regolazione, da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico, dei servizi di scambio sul posto per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili

con potenza non superiore a 20 kW (con Legge 244/07 il diritto al servizio è successivamente stato esteso agli impianti di potenza fino a 200 kW) e di ritiro dedicato da parte del GSE dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, nonché da impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;

- l'introduzione di specifiche misure per l'incentivazione del solare (nella forma di una tariffa incentivante di importo decrescente e di durata tale da garantire una equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio), che hanno poi portato ai Conti Energia.

Con Legge 244/07 (legge finanziaria per il 2008) è stata, inoltre, introdotta una Tariffa Onnicomprensiva, che costituisce il meccanismo di incentivazione, alternativo ai Certificati Verdi, riservato agli impianti qualificati IAFR (Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili), di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW, o 0,2 MW per gli impianti eolici. La legge ha, inoltre, rivisto alcune disposizioni in materia di Certificati Verdi.

In attuazione delle previsioni di cui alla Direttiva Europea n. 2009/28/EC, con Decreto Legislativo n. 28/2011, sono stati normati i criteri per la definizione dei regimi incentivanti volti al conseguimento degli obiettivi di produzione da rinnovabili al 2020, poi attuati con il Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012. Le disposizioni definite nel decreto trovano applicazione nei confronti degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili diversi dagli impianti fotovoltaici, aventi potenza non inferiore a 1 kW, ai quali vengono riconosciute tariffe incentivanti cui accedono direttamente per potenze al di sotto dei valori di soglia definiti dalla norma, o in esito a procedure d'asta per potenze superiori. Il decreto prevede inoltre, relativamente agli impianti che producono energia elettrica da fonte rinnovabile entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 che abbiano maturato il diritto a fruire dei Certificati Verdi, il riconoscimento di un incentivo sulla produzione netta per il residuo periodo di diritto successivo al 2015.

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

L'evoluzione della normativa nazionale degli ultimi anni comporta di fatto una prosecuzione dell'esercizio, da parte degli attuali titolari, delle concessioni in essere anche qualora formalmente giunte a scadenza, incluse talune di A2A S.p.A., avendo peraltro introdotto norme per consentire lo svolgimento delle gare. In particolare 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 il quale 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 connessi ed ai criteri stabiliti dall'emanando Decreto

Ministeriale. Inoltre, è stato previsto 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 del periodo di 5 anni per l'indizione delle gare). Tali gare dovranno essere indette entro due anni dalla data di entrata in vigore del Decreto Ministeriale attuativo (di cui al comma 2 dell'art. 12 del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79). La nuova concessione dovrebbe decorrere dal termine del quinto anno successivo alla scadenza originaria e comunque non oltre il 31 dicembre 2017. La mancata emanazione, ad oggi, del D.M. Gare e la prevedibile incomprimibilità della durata di queste, configura come inevitabile un'estensione de facto della gestione da parte degli attuali concessionari, anche per queste derivazioni già scadute, oltre il termine di fine 2017, e ciò in base alla previsione del comma 8 bis dell'art. 12 del D.Lgs. 79/1999, secondo il quale sino al subentro del nuovo aggiudicatario l'esercizio della concessione è - automaticamente - proseguito dal titolare a condizioni invariate, e senza necessità di ulteriori provvedimenti amministrativi.

Per quanto concerne il passaggio della concessione dal gestore uscente all'entrante, il legislatore ha optato per la cessione dell'unitario ramo d'azienda strumentale all'esercizio della concessione, a fronte di un corrispettivo, predeterminato e concordato tra il gestore uscente e l'amministrazione concedente, reso noto nel bando di gara. Il compito di definire i parametri tecnico-economici per la determinazione del corrispettivo e dell'importo spettanti al concessionario uscente (rispettivamente per le cd. opere asciutte e per le cd. opere bagnate) è affidato al D.M. Gare, previo parere dell'AEEGSI. In caso di mancato accordo tra il concessionario uscente e l'Amministrazione concedente circa l'entità del corrispettivo e dell'importo, è previsto il ricorso ad un arbitrato.

A settembre 2013 la Commissione Europea ha inviato al Governo una comunicazione di costituzione in mora dell'Italia che afferma la contrarietà a principi e norme del diritto comunitario (libertà di stabilimento; art. 12 della Direttiva "Bolkestein" 2006/123/CE) di alcune delle previsioni appena ricordate (in particolare, tempistiche di gara e modalità di trasferimento del ramo d'azienda) recentemente introdotte dal legislatore italiano, oltre che di alcune norme della legislazione delle Province Autonome di Trento e Bolzano. Il Governo italiano ha avviato una interlocuzione con la Commissione al fine di illustrare e difendere la normativa nazionale.

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, contemplando la possibilità per la Regione di imporre, con successive delibere – non assunte sino ad oggi - un canone aggiuntivo da corrispondere a partire dal 1° gennaio 2011. Queste norme in data 20/02/2015 sono state impugnate dal Governo innanzi alla Corte Costituzionale, sicché si attende su esse il verdetto della Consulta.

Inoltre, con decreto dirigenziale 11849 del 5 dicembre 2014, sono stati aggiornati al 2015 gli importi unitari dei canoni demaniali regionali applicabili alle piccole e grandi derivazioni (rispettivamente 15,44 €/kW e 31,09 €/kW). Con decreto 22 novembre 2013 è stata poi determinata la misura del sovraccanone BIM dovuto dai concessionari di derivazioni d'acqua per produzione di forza motrice per il biennio 1º gennaio 2014 - 31 dicembre 2015. In particolare, per ogni kW di potenza nominale media concessa o riconosciuta, tale misura viene elevata:

- da 22,13 euro a 22,88 euro per le concessioni con potenza nominale media superiore a 220 kW e fino a 3000 kW;
- da 29,40 euro a 30,40 euro per le concessioni con potenza nominale media superiore a 3000 kW.

Si segnala, infine, il pronunciamento della Consulta, con Sentenza 28/2014, su ricorsi delle Province di Trento e Bolzano, relativamente alla presunta violazione, da parte dello Stato, delle prerogative delle Province Autonome sancite con norme di rango costituzionale, per quanto disposto ai commi da 4 a 8 dell'art. 37 del D.L. n. 83/2012 come convertito in legge n. 134/2012, in relazione alla disciplina delle procedure di gara per l'assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni a scopo idroelettrico. La Corte ha, infatti, stabilito che la disciplina della concorrenza e delle gare pubbliche costituisce un ambito di competenza esclusiva della legislazione statale (che non può non trovare applicazione anche nelle Province Autonome), tanto più quando – come la Consulta ha ritenuto nella fattispecie – si tratta di norme che “mirano ad agevolare l'accesso degli operatori economici al mercato dell'energia secondo condizioni uniformi sul territorio nazionale, regolando le relative procedure di evidenza pubblica con riguardo alla tempistica delle gare e al contenuto dei relativi bandi”.

139

Remunerazione impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Con sentenza del Consiglio di Stato del 20 marzo 2015 n. 1532, sono state annullate, per difetto di motivazione sull'urgenza e difetto di consultazione, le Deliberazioni dell'Autorità 342/2012/R/eel e 285/2013/R/eel con le quali l'Autorità aveva adottato interventi urgenti in materia di contenimento degli oneri di dispacciamento dovuti alla sistematica distorsione dei prezzi di sbilanciamento. Con la medesima sentenza, il Consiglio di Stato non ha, tuttavia, negato la possibilità per l'Autorità di settore di adottare un atto generale di regolazione della materia degli sbilanciamenti, così come degli oneri di dispacciamento.

La riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti sarà adottata dall'Autorità nei prossimi mesi, anche al fine di assicurare la piena compatibilità del quadro regolatorio nazionale con le disposizioni del futuro Codice di rete Europeo per il bilanciamento – *Balancing Network Code*, la cui entrata in vigore è attesa nel corso del 2016 e che richiederà una revisione complessiva dell'attuale disciplina del dispacciamento.

La Legge n. 116/14 dell’11 agosto 2014, di conversione del Decreto Legge n. 91/04 (cd. D.L. Competitività), tra le altre misure volte alla riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti finali forniti in bassa e media tensione (art. 23), ha previsto (comma 3-bis) che, fino all’entrata in operatività dell’elettrodotto 380 kV “Sorgente-Rizziconi” di collegamento tra la Sicilia e il Continente e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare, tutte le unità di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, con obbligo di offerta sul mercato del giorno prima.

Dal 1° gennaio 2015 e fino alla data di entrata in operatività dell’elettrodotto (prevista per il 30 giugno 2015), le modalità di offerta e remunerazione di tali unità sono state pertanto definite dall’AEEGSI rispettivamente con le deliberazioni nn. 521 (di definizione del cd. regime 91/14) e 500/2014/R/eel.

In particolare, ai fini della definizione del regime 91/14, l’Autorità ha proposto di adottare l’impostazione della reintegrazione dei costi (art. 65 Deliberazione n. 111/06), che consente un riconoscimento puntuale dei costi, ivi inclusa l’equa remunerazione del capitale investito.

In data 30 dicembre 2014 la società Terna S.p.A. ha pubblicato l’elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico valido per l’anno 2015, confermando anche per il prossimo anno l’inclusione degli impianti di San Filippo del Mela 150 e 220 kV tra le unità essenziali al funzionamento del mercato elettrico.

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 dal D.Lgs. n. 379 del 2003 come sistema transitorio e regolato dall’Autorità nel 2004. Si tratta di un meccanismo di tipo amministrato il cui scopo è garantire l’adeguatezza del sistema elettrico a fronte della domanda complessiva nazionale soprattutto nei giorni, definiti critici, in cui la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi.

La regolazione attuale prevede che l’Autorità definisca ex ante un gettito che viene erogato nei confronti della capacità produttiva esistente ed abilitata alla fornitura di servizi di dispatchamento.

Il citato D.Lgs. n. 379 del 2003 stabilisce che la remunerazione della capacità a regime debba essere basata su un meccanismo di mercato disciplinato dalla Delibera ARG/elt 98/11: un sistema ad asta in cui gli operatori vincitori acquisiscono il diritto a ricevere un premio (in €/MW/

anno) e l'obbligo di offrire tutta 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, la prima asta era attesa per il 2017. Con la deliberazione 95/2015/l/eel l'Autorità ha, però, proposto al MSE di anticipare la prima asta già a fine 2015 con periodo di consegna già nel 2017 e con un contratto di durata annuale (cd. Fase di prima attuazione).

Nell'ambito del procedimento avviato con Deliberazione 6/2014/R/eel, con Deliberazione 320/2014/R/eel l'AEEGSI ha esteso al Ministro dello Sviluppo Economico (MSE) una proposta per l'integrazione della disciplina del meccanismo transitorio di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica, in attuazione delle previsioni di cui alla Legge Stabilità, in vigore dal 1° gennaio 2014, relativamente alla fornitura di servizi di flessibilità.

Corrispettivi capacità di trasporto

Con deliberazione 63/2015/R/eel l'Autorità ha provveduto alla liquidazione degli importi derivanti dall'applicazione del meccanismo compensativo sull'onere medio CCT 2004 in esito alla sentenza del Consiglio di Stato n. 463/15.

In particolare, si stabilisce che Terna e GSE diano attuazione alle disposizioni di cui alla deliberazione 299/2012/R/eel inerente la regolazione delle partite economiche afferenti l'applicazione del meccanismo compensativo CCT disponendo che Terna, entro e non oltre il 31 marzo 2015, versi al GSE l'importo di 9,8 milioni di euro al fine di procedere al versamento degli importi spettanti agli operatori: le società del gruppo interessate hanno complessivamente incassato 1.623.564 euro.

Market Coupling

Con deliberazioni 45/2015/R/eel e 52/2015/R/eel l'Autorità ha introdotto disposizioni funzionali alla gestione del *market coupling* con riferimento alle frontiere con Francia, Austria e Slovenia per il 2015, avviato dalla data del 24/02/2015.

Recente evoluzione normativa nel settore del gas naturale

Mercato upstream gas

Criteri di conferimento dello stoccaggio gas

Con Decreto del 6 febbraio 2015, il Ministero per lo sviluppo economico ha definito le quantità ed i criteri di conferimento della capacità di stoccaggio per il periodo aprile 2015-marzo 2016, confermando l'asta competitiva quale modalità di assegnazione di tale capacità.

Con deliberazione 49/2015/R/gas l'Autorità, a valle di quanto previsto dal sopra citato Decreto, ha provveduto a definire i relativi criteri di svolgimento delle aste per il conferimento della capacità di stoccaggio e le modalità di determinazione dei corrispettivi applicati ai servizi di cui al D.Lgs. 130/10.

Il Ministero ha, infine, confermato, anche per il periodo aprile 2015-marzo 2016, il livello di stoccaggio strategico pari a 4.620 miliardi mc.

142

Provvedimenti comuni ai due settori (distribuzione gas ed energia elettrica)

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

A seguito dell'approvazione nel dicembre 2014 da parte della Commissione UE, nel mese di gennaio 2015 è entrato in vigore il regolamento di esecuzione n. 1348/2014 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato.

Il regolamento stabilisce le norme per la trasmissione dei dati all'Agenzia per la cooperazione dei regolatori energetici europei (Acer) e definisce le informazioni dettagliate da segnalare relativamente ai prodotti energetici all'ingrosso e ai dati fondamentali. Sono inoltre indicati i canali per la segnalazione dei dati e i tempi e la periodicità della loro segnalazione. Tali obblighi avranno decorrenza dal 7 ottobre 2015 relativamente alle informazioni relative ai contratti conclusi sui mercati organizzati, e dal 7 aprile 2016 relativamente alle altre tipologie di transazioni considerate (OTC, dati tecnici fondamentali inerenti le infrastrutture).

Sono al momento, invece, esclusi dai presenti obblighi di segnalazione i contratti infragruppo, i contratti per la consegna fisica dell'elettricità prodotta da unità di produzione con capacità pari o inferiore a 10 MW, i contratti per la fornitura fisica di gas prodotto da un solo impianto di produzione con capacità pari o inferiore a 20 MW, ed i contratti di servizi di bilanciamento.

In ottemperanza a quanto previsto dal regolamento, l'Autorità con Deliberazione 86/2015/E/com ha provveduto ad istituire il Registro nazionale degli operatori di mercato (Registro

REMIT). Sono tenuti all'obbligo di registrazione tutti gli operatori soggetti all'obbligo di *reporting*, e quindi gli operatori di mercato (o i soggetti che agiscono per loro conto) che effettuano operazioni sui mercati dell'energia all'ingrosso, i TSO e gestori di infrastrutture di produzione (>10 MW), trasporto, stoccaggio, GNL, nonché le unità di consumo oltre i 600 GWh/anno (o i soggetti che agiscono per loro conto).

Business Unit Commerciale

Condizioni economiche servizio di maggior tutela

Il comma 1 dell’art. 1 del Decreto Legge n. 145/2013 (cd. “Destinazione Italia”), convertito con Legge n. 9/2014 ha stabilito che l’AEEGSI aggiorni i criteri per la determinazione dei prezzi di riferimento per le forniture destinate ai clienti finali non forniti sul mercato libero, tenendo conto delle mutazioni intervenute nell’effettivo andamento orario dei prezzi dell’energia elettrica sul mercato.

144

Con Deliberazione n. 170/2014/R/eel, l’AEEGSI ha peraltro ritenuto di confermare i criteri di determinazione della componente energia delle condizioni economiche di maggior tutela e conseguentemente anche la previgente articolazione dei corrispettivi, ritenendo prematuro un intervento di modifica strutturale, in quanto le dinamiche di formazione del prezzo sui mercati dell’energia elettrica risultano ancora in forte evoluzione.

Infine l’Autorità, con Deliberazione 670/2014/R/eel, nell’ambito dell’aggiornamento per l’anno solare 2015 la componente di remunerazione RCV ha introdotto un meccanismo di compensazione riferito all’anno solare 2014. L’ammissione al meccanismo prevede la presentazione, nel corso del 2015, di un’istanza all’Autorità.

Condizioni economiche servizio di tutela

Con Deliberazione 549/2014/R/gas l’Autorità ha aggiornato i parametri relativi al meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento del gas naturale, di cui alla Deliberazione 447/2013/R/gas.

Con Deliberazione 133/2015/R/gas l’Autorità ha poi definito le modalità di calcolo delle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento all’ingrosso (Cmem) e delle attività connesse (CCR) a decorrere dall’anno termico 2015-2016.

Con riferimento alla componente Cmem, relativamente alla copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale dei mercati all’ingrosso, l’Autorità ha esteso all’a.t. 2015-2016 le vigenti modalità di calcolo.

Con riferimento, invece, alla componente a copertura dei costi relativi alle attività connesse all’approvvigionamento all’ingrosso ad alla copertura di alcuni rischi (CCR), l’Autorità ha provveduto ad aggiornarne il valore provvedendo a rimodulare il livello di copertura di alcuni rischi.

Provvedimenti comuni ai due settori (distribuzione gas ed energia elettrica)

Lo scorso 20 febbraio 2015 è stato approvato dal Consiglio dei Ministri il Disegno Di Legge annuale per il mercato e la concorrenza (cd. DDL Concorrenza), il quale include una serie di norme anche relativamente al settore energia. Nel dettaglio il DDL dispone il superamento del regime di tutela e maggior tutela a far data dal 1° gennaio 2018.

Il DDL è attualmente all’esame della Camera nell’ambito della fase di conversione in Legge.

Business Unit Ambiente

Recente evoluzione normativa nel settore ambientale

Regolazione dei servizi pubblici locali e scadenza delle concessioni

I servizi pubblici locali sono oggi disciplinati oltre che dalle norme di settore (quali il D.Lgs. 164/00 o il D.Lgs. 152/06, oggetto di modifiche quanto a servizio idrico integrato dal D.L. 133/14 convertito con Legge 11 novembre 14 n. 164) 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 da ultimo 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.

146

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.

TARES e TARI

L'articolo 14 del Decreto Legge 201 del 2011 (Salva Italia) ha introdotto dal 1° gennaio 2013 un nuovo sistema di contribuzione per lo smaltimento dei rifiuti urbani e dei servizi indivisibili, che andava sotto il nome di TARES.

A partire dal 2014, la TARES viene sostituita dalla TARI, parte della IUC, Imposta Unica Comunale, introdotta dal governo Letta con la Legge di stabilità 2014 (Legge 27 dicembre 2013, n. 147, recante “*Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato*”).

Emissioni industriali

Il D.Lgs. 4 marzo 2014 n. 46 recante disposizioni sulle emissioni industriali in attuazione della Direttiva 2010/75/UE, con modifiche alle parti II, III, IV e V del Decreto Legislativo 152/2006, 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. Esso introduce inoltre l’obbligo di predisposizione della relazione di riferimento necessaria ad ogni inizio attività e comunque ad ogni modifica autorizzativa, che fotografì 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. In esecuzione di tale disposizione, a decorrere dal 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.

147

Altri provvedimenti di interesse

Con Decreto Legge 30 dicembre 2013 n. 150 (cd. Decreto Milleproroghe 2013) è stata disposta una nuova proroga al 31 dicembre 2014 dei termini per il conferimento alle discariche dei rifiuti con PCI > 13.000 Kj/kg.

Sono stati emanati nel mese di dicembre una decisione e due regolamenti UE che impattano sulla modalità di classificazione dei rifiuti a livello europeo:

- Regolamento della Commissione UE 1357/2014/UE inerente le caratteristiche di pericolo: sostituzione dell’Allegato III alla direttiva 2008/98;
- Decisione della Commissione UE 2014/955/UE; nuovo elenco europeo dei rifiuti: decisione di modifica della Decisione 2000/532/CE;
- Regolamento della Commissione UE 1342/2014/UE su inquinanti organici persistenti con modifica dell’allegato IV e V del regolamento 850/2004/CE.

Gli impatti riguardano nello specifico le modalità di assegnazione delle classi di pericolo ai rifiuti (corrosività, irritazione, nocività, etc.), i valori limite di applicazione delle stesse che i laboratori chimici devono considerare e la conseguente applicazione delle frasi di rischio H (sostitutive delle frasi R) per quanto concerne l’ecotossicità. Al momento resta applicabile quanto già in essere a livello nazionale relativamente ai riferimenti dell’accordo ADR.

Inoltre si segnala il DPCM del 17 dicembre 2014 recante approvazione del Modello Unico di Dichiarazione ambientale (MUD) per l'anno 2015 e le Linee Guida della Regione Lombardia del 7 ottobre 2014 sulla progettazione e gestione sostenibile delle discariche. Si segnala che la Delibera risulta essere stata predisposta per nuove discariche ma reca in essere anche novità relative alla gestione delle discariche esistenti, introducendo maggiori controlli in fase progettuale e fornisce indicazioni puntuali di siti in essere per verifiche relative alla gestione.

Si segnala, infine, l'entrata in vigore il 18 febbraio scorso della Legge n. 116 del 2014 la quale provvede a modificare le modalità di classificazione dei rifiuti introducendo, nel caso di attribuzione di codice speculare, la necessità di valutazione del composto peggiore per elementi aspecifici, discostandosi così in modo significativo dal regolamento Eu 1357/2014 e dalla decisione Eu 955/2014 che entreranno in vigore il prossimo 1° giugno.

Decreto Legge Sblocca Italia – disposizioni in materia di termoutilizzazione

148

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, per la quale si dispone che entro 90 giorni dall’entrata in vigore del decreto il Presidente del Consiglio dei Ministri individui con propria disposizione gli impianti di recupero energia e smaltimento rifiuti urbani e 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.

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.

Inquadramento normativo incentivi CIP 6/92

Con provvedimento n. 6 del 1992, il Comitato Interministeriale Prezzi ha introdotto incentivi per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate. Il provvedimento garantiva l'acquisto dell'energia da parte di ENEL (poi da parte del GRTN, ora GSE) ad un prezzo di cessione pari alla somma di due componenti:

- componente di incentivazione (riconosciuta solo per i primi otto anni di esercizio): basata sulla stima dei costi aggiuntivi per ogni singola tecnologia;
- componente di costo evitato (riconosciuta per tutta la durata della convenzione di ritiro, fino a 15 anni): costo dell'impianto, di esercizio, di manutenzione e acquisto combustibile.

Come noto, con la legge finanziaria per il 2007, fatta salva la tutela dell'esistente, l'accesso all'incentivo è stato limitato ai soli impianti alimentati da fonti rinnovabili. La Legge 30 dicembre 2008, n. 310, è peraltro tornata sul tema ammettendo il riconoscimento dell'incentivo agli impianti alimentati da fonti assimilate ammessi ad accedere agli stessi per motivi connessi ad una situazione di emergenza rifiuti dichiarata dal Presidente del Consiglio dei Ministri.

A seguito della scadenza dell'accordo Snam/Confindustria “Contratto di lungo termine per la somministrazione di gas per la produzione di energia elettrica per cessione a terzi”, con riferimento all'aggiornamento del prezzo di ritiro, per la componente a copertura dei costi evitati (cd. CEC), l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico, come legittimata dal legislatore con l'art. 2, comma 141, della Legge n. 244/07 e con l'articolo 30, comma 15, della Legge n. 99/09, è intervenuta dapprima con i provvedimenti n. 249/06 e ARG/elt n. 158/04 (oggetto di un contenzioso giuridico che si è protratto a lungo, fino a portare l'Autorità, proprio a fine 2013, ad una proposta estesa agli operatori di riesame delle modalità di determinazione della componente relativa al Costo Evitato di Combustibile applicata per l'energia ritirata nel 2008) e ultimamente con la pubblicazione di pareri al Ministero in merito alle più opportune modalità di aggiornamento della formula di riferimento.

149

Evoluzione della disciplina degli incentivi CIP 6/92

Con Decreto Legge 21 giugno 2013, n. 69 (cd. “Del Fare”), convertito con Legge 98 del 9 agosto 2013, il Governo ha definito le modalità di calcolo del CEC per gli anni 2013 e seguenti.

A partire dal 2014, il valore del CEC – per quanto attiene al CEC gas - viene aggiornato trimestralmente in base al costo di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso, come definito dalla Deliberazione 196/2013/R/gas (e s.m.i.).

Per gli impianti di termovalorizzazione situati in zone di emergenza relativa alla gestione del ciclo dei rifiuti, fino al completamento dell'ottavo anno di esercizio dalla data di entrata in

vigore del decreto, il valore del CEC viene invece determinato sulla base del paniere di cui alla Legge n. 99/2009, con peso dei prodotti petroliferi pari al 60%.

Con Parere 503/13/l/eel, l'Autorità ha segnalato al Ministero dello sviluppo economico i propri orientamenti in ordine alla determinazione del CEC per gli anni 2013 e seguenti, in attuazione delle previsioni del decreto.

In accoglimento delle determinazioni proposte, con Decreto del 31 gennaio 2014 sono stati definiti i valori del CEC a conguaglio per il 2013 e di acconto per il primo trimestre 2014.

In particolare, le determinazioni sono risultate:

- per l'annualità 2013, maggiormente favorevoli per gli impianti non situati in zone di emergenza rifiuti;
- per il primo trimestre 2014, maggiormente favorevoli per questi ultimi (Acerra, per il Gruppo A2A), che hanno potuto continuare a beneficiare di un'indicizzazione al PTOP.

Il Ministero ha altresì disposto una semplificazione della procedura di fissazione dei valori di acconto e conguaglio rilevanti per gli operatori in convenzione, attribuendo all'Autorità il compito di calcolarli e pubblicarli sul proprio sito internet, previa comunicazione all'Mse, a partire dal secondo trimestre 2014.

Ai sensi delle disposizioni del decreto, con comunicati del 5 maggio, del 30 luglio e, da ultimo, del 24 ottobre 2014, l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico ha successivamente pubblicato la quantificazione dei valori del CEC di cui al Titolo II punto 2 del provvedimento del CIP n. 6/92 in acconto (rispettivamente) per il secondo, il terzo e il quarto trimestre 2014, per gli impianti di termovalorizzazione di rifiuti in esercizio da non più di otto anni e per gli impianti situati in zone di emergenza rifiuti, oltre che per gli impianti non ricadenti in tali categorie, con riferimento al periodo di relativa entrata in esercizio. Nel febbraio 2015 il GSE ha reso disponibile l'aggiornamento dei prezzi di cessione CIP6 per il 2014 (conguaglio) e per il 1° trimestre 2015 (aconto), specificando che per gli impianti entrati in esercizio nel biennio 2001-2002 e successivi (ai quali si applicano le disposizioni di cui all'articolo 5, comma 5 del Decreto Legge 69/2013) il valore del CEC da riconoscere ammonta a 7,01 c€/kWh per il 2014 e 6,46 c€/kWh per il primo trimestre 2015.

Servizi ausiliari di centrale

In esito alla chiusura di procedimenti ispettivi dell'AEEGSI nei confronti di alcuni degli impianti del Gruppo incentivati, è stata richiesta la restituzione di una parte degli incentivi ricevuti, considerata indebitamente percepita negli anni di vigenza delle relative convenzioni di ritiro. Le società interessate hanno peraltro presentato ricorso avverso la richiesta di restituzione, ma il TAR ha rigettato tali ricorsi. Gli operatori hanno quindi presentato appello al Consiglio di Stato.

Con Sentenza n. o6537 del 1° dicembre 2014, il Consiglio di Stato si è pronunciato nel merito, confermando l'obbligo per A2A di restituire parte degli incentivi CIP 6 erogati alla controllata Ecodeco S.r.l., oggi A2A Ambiente S.p.A., legati al computo dei cd. consumi ausiliari di centrale.

Disciplina vigente in merito ad altri incentivi di rilievo per gli impianti della *Business Unit*

Per quanto attiene all'incentivazione della produzione di energia elettrica da parte degli impianti alimentati a biogas, ad integrazione di quanto sopra si rimanda al quadro normativo e regolatorio tracciato in premessa alle informazioni fornite per la *Business Unit* Generazione e *Trading*, con particolare riferimento alle disposizioni relative ai Certificati Verdi.

Business Unit Calore e Servizi

Eventi di rilievo del periodo

Regolazione del servizio

A fine giugno 2014, il Consiglio dei Ministri ha approvato in esame definitivo il Decreto Legislativo di attuazione della Direttiva Europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.

152

Tra le previsioni adottate, di rilievo per la *Business Unit Calore e Servizi*, alcune norme in materia di regolazione del servizio di teleriscaldamento che prevedono la definizione da parte dell'AEEGSI:

- di standard di qualità, continuità e sicurezza del servizio;
- di criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento delle utenze e le modalità per l'esercizio del diritto di scollegamento;
- di modalità di pubblicizzazione e diffusione dei prezzi per la fornitura di calore, l'allacciamento, la disconnessione e le attrezzature accessorie;
- di condizioni di riferimento per la connessione alle reti;
- di tariffe di cessione del calore esclusivamente nei casi di nuove reti e qualora sussista l'obbligo di allacciamento sancito da Comuni o Regioni.

Con Delibera 411/2014/R/com, l'Autorità ha pertanto avviato un procedimento di attuazione delle previsioni del legislatore a suo carico, per la regolazione e il controllo del settore del teleriscaldamento, teleraffrescamento e acqua calda per uso domestico, focalizzandone le aree prioritarie di intervento con la successiva deliberazione 19/2015/R/tlr.

Al fine di ovviare alla definizione restrittiva di teleriscaldamento contenuta nel sopra citato D.Lgs. Efficienza Energetica, con la Legge n. 164/2014 di conversione del D.L. n. 133/2014 (cd. Decreto "Sblocca Italia") il legislatore ha provveduto a modificare tale definizione, risolvendo così l'incongruenza con quanto menzionato dalla medesima Direttiva UE di riferimento.

Business Unit Reti

Recente evoluzione normativa nel settore del trasporto e della distribuzione

Trasporto di gas naturale

Tariffe di trasporto

Con Deliberazione 514/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato la regolazione tariffaria del servizio di trasporto per il IV Periodo Regolatorio (2014-2017). Gli elementi più rilevanti del nuovo quadro regolatorio consistono nella determinazione del tasso di remunerazione del capitale fissato pari a 6,3% (con *lag* regolatorio +1% per investimenti futuri), nella rimodulazione degli investimenti incentivati e nel mantenimento di una articolazione tariffaria nelle componenti *capacity* e *commodity*, ma con l'aggiunta di un meccanismo di perequazione per la parte variabile. Infine, si prevede l'eliminazione graduale della riduzione del corrispettivo regionale applicato ai punti localizzati entro 15 km dalla rete nazionale, introdotto ai sensi della Deliberazione ARG/gas 184/09.

Distribuzione di gas naturale

Affidamento e svolgimento del servizio di distribuzione

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 e alle tempistiche per l'indizione delle gare. In particolare, con il D.M. 22 maggio 2014 sono state approvate le linee guida relative ai criteri ed alle modalità

applicative ai fini della determinazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale.

Nell'ambito dei compiti affidati dal legislatore al regolatore, l'Autorità, dopo aver disciplinato con Deliberazione 155/2014/R/gas l'iter procedurale relativo all'analisi della documentazione di gara che le stazioni appaltanti devono inviare alla medesima, con la Deliberazione 310/2014/R/gas ha individuato la procedura e la metodologia per l'analisi dei casi di scostamento maggiori del 10% tra valore di rimborso degli impianti e del loro valore riconosciuto a fini tariffari. L'Autorità, infine, con la Delibera 571/2014/R/gas ha modificato lo schema di contratto di servizio tipo per la distribuzione di gas naturale, originariamente definito con Deliberazione 514/2012/R/gas e approvato dal Ministero dello sviluppo economico in data 5 febbraio 2013.

Per l'analisi delle disposizioni in tema di regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2014-2019 per le gestioni d'ambito si rimanda ai seguenti paragrafi.

Tariffe di distribuzione e misura e Regolazione Qualità gas

154

Con Deliberazioni 573/2013/R/gas e 574/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato, rispettivamente, la regolazione tariffaria per le gestioni comunali/sovraffamunalni e la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il IV periodo regolatorio (2014-2019). Successivamente, con la Deliberazione 367/2014/R/gas, l'Autorità ha integrato la regolazione tariffaria introducendo le disposizioni applicabili alle gestioni d'ambito.

I valori definitivi delle tariffe dell'anno 2014 sono stati approvati con la Deliberazione 90/2015/R/gas. Per quanto riguarda gli anni precedenti, con Deliberazioni 633/2014/R/gas e 89/2015/R/gas l'Autorità ha provveduto alla ridefinizione delle tariffe 2013 per alcuni operatori, tra i quali A2A Reti Gas S.p.A. a seguito della rettifica di alcuni errori materiali.

Come per i precedenti periodi regolatori, anche per il IV periodo il sistema tariffario prevede il *tariff decoupling* tra la tariffa di riferimento, finalizzata a determinare i ricavi ammessi del singolo operatore, e la tariffa obbligatoria, effettivamente applicata al cliente finale a livello di macro-ambito tariffario. Le differenze generatesi tra i ricavi ammessi e quelli effettivamente ottenuti sono compensate attraverso opportuni meccanismi di perequazione. La tariffa di riferimento è calcolata in modo tale da garantire: 1) la remunerazione del capitale investito netto; 2) la copertura degli ammortamenti determinati in base alle vite utili valide ai fini regolatori e 3) la copertura dei costi operativi, determinati in modo parametrico e aggiornati attraverso il metodo del *price-cap*, utilizzando un *X-factor* differenziato in ragione delle dimensioni dell'azienda. Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto per gli anni 2014-2015 è pari al 6,9% per il servizio di distribuzione e al 7,2% per il servizio di misura; tali valori saranno aggiornati a fine 2015 per il biennio 2016-2017 e a fine 2017 per il biennio 2018-2019, tenendo conto dell'andamento dei rendimenti dei BTP decennali nei 12 mesi precedenti.

l'aggiornamento. Inoltre, al fine di minimizzare il cd. *time lag* con cui viene riconosciuta la remunerazione degli investimenti, le tariffe sono state determinate considerando anche i valori pre-consuntivi degli investimenti relativi all'anno t-1. A differenza del precedente periodo regolatorio, gli incentivi per determinate tipologie d'investimento sono riconosciuti nell'ambito della regolazione della qualità.

Infine, con la Deliberazione 631/2013/R/gas come da ultimo modificata dalla Deliberazione 651/2014/R/gas, l'Autorità ha modificato gli obblighi in tema di installazione, messa in servizio precedentemente stabiliti dalla Deliberazione 28/12/R/gas dei cd. *smart meter gas* e ha introdotto alcune ulteriori specifiche relative alle modalità di riconoscimento in tariffa di tali cespiti.

Distribuzione di energia elettrica

Regime tariffario servizio di distribuzione e misura

Con Deliberazione ARG/elt 199/11 l'AEEGSI ha adottato il Testo Integrato delle disposizioni per la regolazione dei servizi di Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT), ed il Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di Misura dell'Energia elettrica (TIME) per il quarto periodo di regolazione (2012-2015).

155

Limitatamente alla regolazione tariffaria del servizio di misura, rispetto al precedente periodo regolatorio si rilevano modifiche al valore dell'*X-factor* (fissato al 7,1% annuo) ed al meccanismo di perequazione dei ricavi per il servizio di misura in bassa tensione. Con riferimento invece al servizio di distribuzione, sono stati mantenuti molti degli istituti di regolazione tariffaria già in vigore nel precedente periodo regolatorio e in particolare:

- l'adozione del *tariff decoupling*, che prevede una tariffa obbligatoria da applicare agli utenti finali e una tariffa di riferimento per la definizione del vincolo ai ricavi, specifica per operatore calcolata in base al numero di utenti (PoD);
- l'applicazione del metodo del *profit-sharing* per la definizione dei livelli iniziali dei costi operativi da riconoscere in tariffa;
- l'aggiornamento della quota delle tariffe a copertura dei costi operativi tramite il metodo *price-cap*, fissando l'obiettivo di aumento annuo della produttività (*X-factor*) al 2,8% per l'attività di distribuzione;
- la valutazione del capitale investito tramite il metodo del costo storico rivalutato;
- la definizione del tasso di remunerazione del capitale tramite il *WACC*;
- il calcolo degli ammortamenti tramite l'utilizzo di vite utili valide ai fini regolatori.

Con Delibera 607/2013/R/eel, l'Autorità ha aggiornato il tasso di remunerazione del capitale che, per le tariffe 2014-2015, sarà pari al 6,4% (+1% per gli investimenti successivi al 2012 a

copertura del cd. *lag* regolatorio). Con la medesima Delibera, inoltre, è stato modificato il trattamento dei contributi (in particolare di quelli cd. a *forfait*) che, a differenza del passato, saranno portati in deduzione del capitale investito e non dei costi operativi riconosciuti.

In vista della scadenza del periodo regolatorio, l'Autorità, con Deliberazione 483/2014/R/eel, ha provveduto ad avviare il procedimento per la definizione della regolazione tariffaria nel V Periodo Regolatorio, nell'ambito del quale è stato pubblicato il documento per la consultazione 5/2015/R/eel contenente gli orientamenti iniziali dell'Autorità sul tema; tale procedimento includerà, come espressamente previsto dalla Deliberazione 597/2014/R/eel, il processo di aggiornamento della metodologia e dei criteri per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito che verranno applicate per tutti i servizi a rete, sia nel settore elettrico che in quello gas, regolati dall'Autorità.

Risparmio ed efficienza energetica

D.Lgs. di recepimento della Direttiva Europea in tema di efficienza energetica

156

Tra le misure adottate dal Decreto Legislativo di attuazione della Direttiva Europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica, oltre alle disposizioni adottate in materia di teleriscaldamento, si segnalano, in quanto di particolare rilievo per la Business Unit Reti:

- la previsione di un obbligo per gli esercenti l'attività di misura, di fornire agli utenti contatori individuali che misurino con precisione il loro consumo effettivo e forniscano informazioni sul tempo effettivo d'uso (“contatori intelligenti”);
- le disposizioni a favore del superamento della struttura della tariffa elettrica progressiva rispetto ai consumi ed adeguamento delle componenti ai costi dell'effettivo servizio.

Servizio idrico integrato

L'Autorità con la Delibera 6/2015/R/idr ha avviato il procedimento per la definizione del Metodo Tariffario Idrico per il secondo periodo regolatorio (dal 1 gennaio 2016), riunendo anche il procedimento di cui alla Deliberazione 374/2014/R/idr e individuando un termine unico per la conclusione del procedimento previsto per il 31 dicembre 2015.

Durata degli affidamenti in essere

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, gli affidamenti dei servizi effettuati a società pubbliche *in house providing* che soddisfino i requisiti fissati dalla giurisprudenza comunitaria (controllo sul gestore analogo a quello svolto sui propri organi, svolgimento dell'attività in via prevalente per l'amministrazione o le amministrazioni socie, capitale societario totalmente pubblico) resteranno attivi fino alla scadenza naturale.

Regime tariffario

Con Deliberazione 643/2013/R/idr, a compimento delle disposizioni precedentemente adottate per il primo periodo regolatorio 2012–2015, l'Autorità ha definito il Metodo Tariffario Idrico (MTI) per gli anni 2014 e 2015 e stabilito modalità e tempistiche di approvazione delle tariffe per gli anni 2012 e 2013, con riferimento alle gestioni per le quali non sono stati deliberati puntuali atti di approvazione (tra cui quelle di interesse delle società del Gruppo A2A), causa inadempienze degli Enti d'Ambito.

Al fine di calcolare i costi riconosciuti in tariffa, nel MTI è previsto uno specifico schema (cd. schema regolatorio) il quale prevede quattro alternative modalità di calcolo (quadranti), determinate:

- in base al rapporto, per ciascuna gestione, tra il fabbisogno di investimenti per il periodo 2014-2017 e il valore delle infrastrutture esistenti (in particolare, nel caso in cui tale rapporto risulti inferiore al valore di riferimento - pari a 0,5 - sono riconosciuti i cd. ammortamenti finanziari);
- in funzione del verificarsi o meno di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore (nel caso di variazioni del perimetro delle attività gestite vengono riconosciute coperture superiori).

Infine in data 21 gennaio 2015 l'Ufficio d'Ambito ha informato i soggetti Gestori che, in applicazione della Deliberazione AEEGSI 643/2013, il Consiglio di Amministrazione ha determinato con Deliberazione n. 12/2014 i moltiplicatori tariffari theta per gli anni 2014 e 2015 ed ha trasmesso il valore del moltiplicatore tariffario theta relativo all'anno 2015 nonché la nuova articolazione tariffaria, applicata a decorrere dal 1 gennaio 2015.

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 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.

158

Tariffe di trasmissione e distribuzione/prezzi di vendita

A fine 2011, l'Agenzia Regolatoria per l'Energia (RAE), l'organismo autonomo e indipendente con funzioni di regolazione del settore dell'energia del Montenegro, ha approvato la metodologia per la determinazione delle tariffe di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, nonché la metodologia di definizione dei prezzi di vendita dell'energia ai clienti finali.

La nuova metodologia introduce nella normativa montenegrina elementi regolatori analoghi a quelli vigenti nei principali Paesi europei, quali: la definizione di periodi regolatori pluriennali, l'introduzione di metodologie di valorizzazione del capitale e del tasso di remunerazione, l'efficientamento del settore mediante l'introduzione del metodo del *price-cap*.

Il primo periodo regolatorio è iniziato il 1° agosto 2012 e avrà una durata di tre anni. Per il primo anno il WACC (costo medio ponderato del capitale), pari al 6,8%, sarà applicato al capitale investito netto (ossia al valore degli assets in esercizio al termine dell'anno t-1, valutati al netto di eventuali contributi percepiti e rivalutati per l'inflazione). L'aggiornamento annuale del ca-

pitale avverrà in base ai piani di investimento approvati dall'Agenzia, mentre l'ammortamento sarà calcolato sulle vite utili incluse nei documenti da inviare all'Agenzia al momento della richiesta di approvazione delle tariffe. I costi operativi saranno calcolati applicando altresì una logica di *profit-sharing*, a partire dai dati inviati dalla società all'Agenzia.

Attualmente, sono in vigore le tariffe calcolate per il terzo anno del nuovo periodo regolatorio, iniziato il 1° agosto 2014 e che avrebbe dovuto concludersi il 31 luglio 2015. Peraltro, la durata di tale ultimo anno del nuovo periodo regolatorio (oltre che del periodo regolatorio stesso) è stata estesa a fine 2015 per riallineare il nuovo periodo, che inizierà in tal modo il 1° gennaio 2016, con la decorrenza dell'anno solare.

Si segnala infine 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 di energia elettrica esclusivamente a carico degli operatori della generazione, con efficacia inizialmente prevista per il periodo che intercorre dal 1° gennaio 2014 alla fine di luglio 2015 e da ultimo estesa a fine 2015 (come visto per la durata del terzo anno del periodo regolatorio tariffario oltre che del periodo regolatorio stesso). 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. Tale 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 2015

La crescita economica mondiale nel primo trimestre del 2015 potrebbe essere inferiore a quella registrata nella seconda metà del 2014. A livello di area geografica, i Paesi industrializzati mostrano ancora dinamiche congiunturali migliori rispetto alle aree emergenti. Gli Stati Uniti, in particolare, restano ai primi posti in termini di crescita nonostante i recenti segnali di debolezza. La Cina registra una brusca frenata nella crescita del proprio PIL: +7% su base annua, il minimo da 6 anni, considerando i dati dell'ultima parte del 2014 che vedevano la crescita attestarsi ad un +7,3%; tra le principali cause, una domanda persistentemente debole. I dati sono stati resi noti dallo stesso governo cinese e confermano le debolezze della seconda economia mondiale.

Il Prodotto Interno Lordo dell'Area Euro, secondo quanto pubblicato dall'Istat, è previsto in accelerazione nel primo trimestre 2015 a + 0,4%, sostenuto dal calo dei prezzi del petrolio e dal deprezzamento dell'euro.

Dopo tre anni consecutivi di assenza di crescita, tra tanti cali e qualche indice piatto, il PIL italiano torna positivo. Secondo i dati Istat, per il primo trimestre 2015 è previsto il ritorno alla crescita del Prodotto interno lordo pari al +0,1%, grazie soprattutto al contributo dell'export che torna a spingere l'economia italiana.

Per quanto attiene all'inflazione, nell'Area Euro è prevista scendere al -0,3% nel primo trimestre del 2015 (Fonte: Istat). Relativamente all'Italia, nel mese di marzo 2015, l'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), al lordo dei tabacchi, aumenta dello 0,1% su base mensile (Fonte: Istat). L'inflazione acquisita per il 2015 è pari a -0,1% (era -0,2% a febbraio).

Nel primo trimestre 2015 le dinamiche divergenti delle politiche monetarie di *Federal Reserve* e Banca Centrale Europea hanno portato ad una brusca accelerazione nella caduta dell'euro sui mercati valutari. Il valore dell'euro è passato da 1,23 dollari di dicembre a 1,15 del periodo gennaio-febbraio, per poi precipitare a 1,08 nel mese di marzo, in concomitanza con l'avvio

del programma BCE di acquisto di titoli di Stato. Le Autorità monetarie di paesi europei non facenti parte dell'Eurozona hanno incontrato difficoltà crescenti a mantenere tassi di cambio stabili con l'euro: la Banca Nazionale Svizzera ha abbandonato il regime di cambio minimo, che fissava una soglia di 1,20 per il cambio con l'euro, con conseguente svalutazione della moneta unica del 15% circa; in altri casi, si è assistito a una rincorsa delle misure espansive BCE (per esempio in Danimarca) o all'accantonamento delle ipotesi di rialzo dei tassi (Regno Unito).

Nel primo trimestre 2015 la BCE ha lasciato i tassi di interesse fermi al minimo storico dello 0,05%, in linea con le attese di mercato. Invariati anche i tassi sulle operazioni di rifinanziamento marginale e sui depositi rispettivamente allo 0,30% e al -0,20%.

Le prospettive

La crescita globale rimane “moderata” e “incerta”, sostenuta dalla ripresa delle economie avanzate ma rallentata dalla frenata di quelle emergenti. L'economia mondiale crescerà nel 2015 del 3,5% e nel 2016 del 3,8%. E' quanto prevede il Fondo Monetario Internazionale (FMI) lasciando invariata la stima di quest'anno e rivedendo di 0,1 punti percentuali al rialzo la crescita del 2016 rispetto alla previsione di gennaio. La crescita globale sarà guidata dal rimbalzo delle economie avanzate, il cui PIL aumenterà del 2,4% sia nel 2015 che nel 2016 contro il +1,8% del 2014. Il Fondo Monetario Internazionale rivede al ribasso le stime di crescita per gli Stati Uniti. Il PIL americano crescerà quest'anno e il prossimo del 3,1%, rispettivamente 0,5 e 0,2 punti percentuali in meno rispetto alle stime di gennaio. Dopo un deludente 2014, chiuso in calo dello 0,1%, anche il Giappone tornerà in positivo, rispettivamente dell'1,0 e dell'1,2% nei prossimi due anni.

163

I rischi macroeconomici sono lievemente diminuiti, ma quelli finanziari e geopolitici sono aumentati rispetto a tre mesi fa. Fra i rischi che pesano maggiormente sull'economia mondiale ci sono le tensioni legate alla Grecia e il dollaro forte.

Le proiezioni macroeconomiche per l'Area Euro formulate dagli esperti della BCE a marzo 2015, prevedono una crescita annuale del PIL in termini reali dell'1,5% nel 2015, dell'1,9% nel 2016 e del 2,1% nel 2017. Rispetto a dicembre 2014, le previsioni per il 2015 e 2016 sono state riviste al rialzo, di riflesso agli effetti favorevoli del calo delle quotazioni petrolifere, all'indebolimento del tasso di cambio dell'euro nonché all'impatto delle recenti misure di politica monetaria. A trainare il PIL sarà pertanto una ripresa significativa dell'export netto ed una robusta crescita dei consumi privati favoriti da prezzi dell'energia più contenuti.

Relativamente all'Italia il Fondo Monetario Internazionale prevede una crescita dello 0,5% nel 2015 (+0,1 punti percentuali rispetto alle stime di gennaio), per poi accelerare all'1,1% nel

2016 (+0,3). Sempre secondo il Fondo Monetario Internazionale quest'anno il tasso di disoccupazione italiano si attesterà al 12,6% e scenderà al 12,3% nel 2016.

Secondo il Fondo Monetario internazionale, l'inflazione è prevista in calo nel 2015, sia nelle economie avanzate sia nella gran parte dei mercati emergenti, per effetto dell'impatto del calo dei prezzi del petrolio. Tale stima prevede che per l'Area Euro l'aumento dei prezzi si mantenga sotto il *target* di inflazione programmata del 2% della BCE sia nel 2015 che nel 2016 (0,1% nel 2015 e 1,0% nel 2016).

L'inflazione in Italia è attesa pari a zero nel 2015 rispetto al +0,2% dello scorso anno, con i prezzi al consumo che dovrebbero risalire dello 0,8% nel 2016 (Fonte: FMI).

La debolezza del cambio euro/dollaro dovrebbe essere confermata anche nei prossimi mesi. Rispetto alle stime di dicembre, la BCE ha rivisto al ribasso le previsioni per il tasso di cambio EUR/USD a 1,09 in media nel 2015 (rispetto a 1,21 di dicembre) e a 1,10 nel 2016 (rispetto a 1,27).

Secondo le aspettative dei mercati il tasso di interesse a tre mesi (Euribor) dovrebbe rimanere stabile allo 0,1% per tutto il biennio 2015-2016; i rendimenti dei BTP decennali dovrebbero aumentare progressivamente al 2,3% nel 2015, raggiungendo il 2,6 % nel 2016.

Andamento del mercato energetico

Nel primo trimestre del 2015 il prezzo del *Brent* ha registrato un andamento piuttosto altalenante, attestandosi ad un valore medio pari a 55,22 \$/bbl (corrispondente a 49,10 €/bbl), in calo di circa il 49% rispetto a quanto registrato nel medesimo periodo del 2014. 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 sui 45 \$/barile, ai minimi dal marzo 2009, quando l'economia mondiale si trovava nella fase più acuta della crisi finanziaria internazionale. A febbraio si è invece assistito ad un recupero dei prezzi (più 10 \$/barile in media su gennaio), sulla scia degli annunci di tagli di investimenti da parte delle principali compagnie petrolifere e della riduzione delle esportazioni irachene. A marzo le quotazioni del *Brent* hanno evidenziato fluttuazioni relativamente modeste, influenzate da una domanda che stenta a decollare e dalle prospettive di un ritorno dell'Iran sul mercato dell'offerta in caso di accordo sul nucleare. L'*escalation* geopolitica in Yemen, con particolare riferimento alle notizie di un coinvolgimento militare diretto dell'Arabia Saudita, ha temporaneamente contribuito alla ripresa dei corsi petroliferi.

Nei primi giorni di aprile l'intesa fra l'Iran ed i membri permanenti del Consiglio di Sicurezza dell'ONU, nonché la produzione saudita ai massimi storici, hanno fornito segnali che nei prossimi mesi le quotazioni del greggio rimarranno basse, con gli evidenti vantaggi per tutte le economie importatrici (come l'Italia), per le quali si libereranno risorse per investimenti e consumi.

Soffre il carbone che risente di un quadro di domanda ancora debole. Il prezzo medio del carbone con *delivery* nei porti di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (*Coal CIF ARA*) è stato pari a 60,2 \$/tonn nel primo trimestre 2015, in calo del 23,4% circa rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente. La ripresa avvenuta nei mesi di febbraio e marzo 2015 è modesta: il prezzo rimane inferiore al valore medio del 2014 di oltre 15 \$/tonn. Le quotazioni degli altri indici di riferimento per il prezzo del carbone hanno registrato cali più consistenti: il carbone sudafricano Richards Bay e quello cinese Qinhuangdao, nel mese di marzo sono calati di circa il 10% su base congiunturale, portandosi rispettivamente nell'intorno di 60 \$/tonn e 80 \$/tonn.

Energia Elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale, il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia del primo trimestre 2015 è stato pari a 78.117 GWh (fonte: Terna), sostanzialmente in linea con i volumi del medesimo periodo dell'anno precedente; a parità di calendario la domanda è in leggero aumento (+0,2%).

Si segnala che nel mese di marzo il fabbisogno di elettricità in Italia è stato di 26.509 GWh (fonte: Terna), in crescita del +1,1% rispetto al corrispondente mese del 2014. Si tratta dell'incremento più alto della domanda di energia elettrica da agosto 2012, cioè da 31 mesi.

La produzione netta di energia elettrica rimane debole attestandosi a 65.063 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 9.459 GWh, registrando una diminuzione del 26,1% rispetto al medesimo periodo del 2014. In aumento tutti gli altri tipi di generazione: eolica (+12,9%), fotovoltaica (+10%), geotermoelettrica (+7,4%) e termoelettrica (+4,2%). Si evidenzia il significativo incremento della produzione termoelettrica nel mese di marzo, che fa segnare un +11,4% rispetto al corrispondente mese del 2014. Le ore medie di funzionamento stimate a livello nazionale per tutte le tecnologie termoelettriche per il primo trimestre 2015 sono risultate in aumento del 4% rispetto allo stesso periodo del 2014.

166

La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'83% 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 dell'1,7%, attestandosi a 51,5 €/MWh contro i 52,4 €/MWh del primo trimestre 2014.

Andamento al ribasso anche per il prezzo nelle ore di alto carico (-5,6% per il PUN *Peak Load* a 59,1 €/MWh). Il prezzo nelle ore a basso carico registra un aumento del 2,1% nel primo trimestre 2015 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+2,1% per il PUN *Off-Peak* a 47,85 €/MWh). Per il secondo trimestre 2015 si prevedono prezzi tra i 45 e 46 €/MWh, mentre un netto aumento si prevede per il terzo trimestre con valori vicini a 49-50 €/MWh, così come per l'ultimo trimestre 2015 dove si potrebbe realizzare un ulteriore aumento a 51-52 €/MWh.

Gas Naturale

Nel corso del primo trimestre 2015 la domanda di gas naturale è aumentata del 10,5% rispetto allo stesso periodo del 2014, attestandosi a 23.640 Mmc (fonte: Snam Rete Gas). Le temperature più rigide (mediamente più basse per 2,5 °C a febbraio, 2 °C a marzo) rimangono il *driver* principale, ma a sostenere la crescita è anche il settore termoelettrico. Il fabbisogno del comparto termoelettrico ha registrato infatti un incremento del 10,5%, attestandosi a 5.073 Mmc.

Il segmento residenziale e commerciale, per effetto delle temperature più rigide, registra un incremento del 13,4% rispetto al primo trimestre 2014, mentre i consumi industriali registrano una diminuzione dell'1,2%.

L'*import* ha rappresentato circa il 90% del fabbisogno al netto dell'andamento dello stoccaggio, mentre la produzione nazionale ha coperto la restante parte. Analizzando l'*import* per fonte, in lieve calo il gas russo a Tarvisio (-1,9% a 2.716,8 Mmc) che resta comunque la prima fonte. In forte calo il gas algerino (-25,6% a 414,3 Mmc) mentre balzano di oltre il 45% i flussi dal Nord Europa a Passo Gries che si attestano a 562,5 Mmc, e aumentano di oltre il 27% quelli dalla Libia a 670,3 Mmc. Più che raddoppiato l'apporto del GNL dal Qatar (+117,7% a 497,7 Mmc). Sempre fermi i terminali di Panigaglia e Livorno.

Dal lato dell'offerta cala ai minimi storici la produzione nazionale, attestandosi a 1.589 Mmc (-7,7% rispetto ai primi tre mesi del 2014).

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 25,5 €/MWh, in calo del 5,6% rispetto ai primi tre mesi del 2014, mentre il prezzo del gas al TTF è stato pari a 22,5 €/MWh, in diminuzione del 12,5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Contestualmente si è verificato un incremento del differenziale tra prezzo al PSV (mercato spot di riferimento del gas in Italia) e prezzo al TTF (mercato spot di riferimento del gas in nord Europa) con una media sul trimestre di circa 3,0 €/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 Unit”:

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).

170

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 a tutto il ciclo della gestione 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 8,9 GW.

Business Unit Calore e Servizi

L'attività della *Business Unit* è prevalentemente finalizzata alla vendita di calore e di elettricità prodotti da impianti di cogenerazione (prevalentemente di proprietà del Gruppo). La vendita del calore cogenerato avviene mediante reti di teleriscaldamento. La *Business Unit* assicura inoltre le attività di *operation and maintenance* delle centrali di cogenerazione e delle reti di teleriscaldamento, nonché il servizio di gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti (servizi di gestione calore).

Business Unit Reti

L'attività della *Business Unit* riguarda la gestione tecnico-operativa di 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). Sono altresì comprese le attività relative 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.

171

Altri Servizi e Corporate

I servizi di *Corporate* comprendono le attività di guida, indirizzo strategico, coordinamento e controllo della gestione industriale, nonché i servizi a supporto del *business* e delle attività operative (esempio: servizi amministrativi e contabili, legali, di approvvigionamento, di gestione del personale, di *information technology*, di comunicazione etc.). Negli Altri Servizi sono altresì comprese le attività relative ai servizi di videosorveglianza, trasmissione dati, telefonia e accessi ad *internet*.

(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 2015	31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
FONTI				
Produzioni nette	3.124	2.925	199	6,8%
- produzione termoelettrica	2.000	1.612	388	24,1%
- produzione idroelettrica	1.124	1.313	(189)	(14,4%)
- produzione fotovoltaica	-	-	-	n.s.
Acquisti	9.776	9.853	(77)	(0,8%)
- borsa	1.910	1.520	390	25,7%
- grossisti	1.473	2.489	(1.016)	(40,8%)
- portafoglio di <i>Trading/Service</i>	6.393	5.844	549	9,4%
TOTALE FONTI	12.900	12.778	122	1,0%
USI				
Vendita alla <i>Business Unit Commerciale</i>	1.348	1.469	(121)	(8,2%)
Vendite ad altri grossisti	2.832	1.947	885	45,5%
Vendite in borsa	2.327	3.518	(1.191)	(33,9%)
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	6.393	5.844	549	9,4%
TOTALE USI	12.900	12.778	122	1,0%

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

Nel primo trimestre 2015 la produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 3.124 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 9.776 GWh, per una disponibilità complessiva di 12.900 GWh.

La produzione evidenzia una crescita del 6,8% rispetto al primo trimestre dell'anno precedente. In particolare, la riduzione della produzione idroelettrica (-14,4%) dovuta alla straordinaria idraulicità registrata nel primo trimestre dell'esercizio precedente è stata compensata da un incremento della produzione termoelettrica (+24,1%) anche grazie ad una maggiore intermediazione sul mercato dei servizi di dispacciamento.

Nel periodo in esame, gli acquisti di energia elettrica, pari a 9.776 GWh, risultano sostanzialmente in linea rispetto al primo trimestre del 2014.

Nello stesso periodo si sono ridotte le vendite sui mercati IPEX (-33,9%) e alla *Business Unit Commerciale* (-8,2%), mentre sono risultate in crescita le vendite sui mercati all'ingrosso (+45,5%) e le quantità di energia elettrica intermediate nell'ambito dell'attività di *trading* (+9,4%).

Complessivamente le vendite di energia elettrica della *Business Unit Generazione e Trading* si sono attestate a 12.900 GWh (12.778 GWh nel primo trimestre del 2014).

Dati quantitativi - Settore gas

Milioni di mc	31 03 2015	31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
FONTI				
Approvvigionamenti	485	614	(129)	(21,0%)
Prelievi da magazzino	389	249	140	56,2%
Autoconsumi /GNC	(2)	(2)	-	-
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	387	354	33	9,3%
TOTALE FONTI	1.259	1.215	44	3,6%
USI				
Usi <i>Business Unit Commerciale</i>	495	546	(51)	(9,3%)
Usi termoelettrici	194	151	43	28,5%
Usi <i>Business Unit Calore e Ambiente</i>	49	50	(1)	(2,0%)
Grossisti	133	114	19	16,7%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	388	354	34	9,6%
TOTALE USI	1.259	1.215	44	3,6%

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

173

Nei primi tre mesi del 2015 i volumi di gas venduti sono risultati complessivamente pari a 1.259 milioni di metri cubi, in aumento del 3,6% rispetto al primo trimestre dell'anno precedente (1.215 milioni di metri cubi).

I maggiori volumi venduti per usi termoelettrici (+28,5%) e l'incremento delle vendite sui mercati all'ingrosso (+16,7%) hanno più che compensato la flessione registrata dalle vendite alla *Business Unit Commerciale* (-9,3%).

In crescita anche i volumi di gas intermediati nell'ambito del portafoglio di *trading* (+9,6%).

Sono risultate, invece, sostanzialmente in linea rispetto al primo trimestre dell'anno precedente le vendite di gas alle altre *Business Units* del Gruppo (Calore ed Ambiente).

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2015 31 03 2015	01 01 2014 31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
Ricavi	799	885	(86)	(9,7%)
Margine Operativo Lordo	113	107	6	5,6%
% su Ricavi	14,1%	12,1%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(44)	(64)	20	(31,3%)
Risultato Operativo Netto	69	43	26	60,5%
% su Ricavi	8,6%	4,9%		
Investimenti	10	6	4	66,7%

Nel primo trimestre del 2015 la *Business Unit* Generazione e *Trading* ha evidenziato ricavi per 799 milioni di euro (885 milioni di euro al 31 marzo 2014).

Il Margine Operativo Lordo si è attestato a 113 milioni di euro, in crescita di 6 milioni di euro rispetto al primo trimestre dell'anno precedente sostanzialmente a seguito delle maggiori vendite di titoli ambientali e della buona *perfomance* registrata nel comparto termoelettrico, per effetto di un miglioramento degli *spread* e di maggiori quantità intermediate sui mercati secondari.

Tale andamento è stato solo parzialmente compensato dalla flessione della marginalità del comparto idroelettrico, determinata delle minori produzioni registrate rispetto al primo trimestre 2014, che era stato caratterizzato da un'eccezionale idraulicità.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 44 milioni di euro (64 milioni di euro al 31 marzo 2014). La riduzione, pari a 20 milioni di euro, è prevalentemente attribuibile ai minori ammortamenti degli impianti a ciclo combinato, a seguito della revisione, a fine 2014, della loro vita tecnico economica, nonché agli effetti derivanti dalle svalutazioni da *Impairment* registrate alla fine dell'esercizio precedente.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 69 milioni di euro (43 milioni di euro nel marzo 2014).

Nel periodo in esame gli Investimenti sono risultati pari a 10 milioni di euro e hanno riguardato principalmente per 5 milioni di euro interventi di manutenzione straordinaria presso i nuclei idroelettrici di Mese, Udine e della Valtellina, per 2 milioni di euro interventi di ambientalizzazione (DeNOx) della centrale termoelettrica a carbone di Monfalcone e per circa 1 milione di euro interventi di manutenzione straordinaria della centrale termoelettrica a ciclo combinato di Gissi.

Business Unit Commerciale

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

Dati quantitativi

	31 03 2015	31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
Vendite energia elettrica				
Vendite energia elettrica Mercato Libero (GWh)	1.270	1.382	(112)	(8,1%)
Vendite energia elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	545	605	(60)	(9,9%)
Totale vendite energia elettrica (GWh)	1.815	1.987	(172)	(8,7%)

	31 03 2015	31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
Vendite gas				
Vendite gas Mercato Libero (Mmc)	238	252	(14)	(5,6%)
Vendite gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	248	286	(38)	(13,3%)
Totale vendite gas (Mmc)	486	538	(52)	(9,7%)

Le quantità di vendita sono esposte al netto delle perdite.

Nel primo trimestre 2015 si registra una riduzione sia nelle vendite di energia elettrica (-8,7%) sia nelle vendite di gas (-9,7%) rispetto al primo trimestre dell'anno precedente.

La flessione, in entrambi i settori, è riconducibile non solo al minor numero di clienti serviti in regime di maggior tutela, ma anche dalla scelta strategica della società di concentrarsi su un mix differente di clienti sul mercato libero, caratterizzati da minori consumi ma marginalità unitaria più elevata.

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2015 31 03 2015	01 01 2014 31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
Ricavi	435	503	(68)	(13,5%)
Margine Operativo Lordo	28	25	3	12,0%
% su Ricavi	6,4%	5,0%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(4)	(5)	1	(20,0%)
Risultato Operativo Netto	24	20	4	20,0%
% su Ricavi	5,5%	4,0%		
Investimenti	-	1	(1)	n.s.

Nel periodo in esame la *Business Unit Commerciale* ha evidenziato ricavi per 435 milioni di euro (503 milioni di euro al 31 marzo 2014), in contrazione rispetto al primo trimestre 2014 per effetto dei minori volumi di energia elettrica e gas venduti ai clienti finali anche a seguito del differente mix di clienti serviti sul mercato libero.

176

Il Margine Operativo Lordo si è attestato a 28 milioni di euro, in crescita di 3 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente.

Il risultato del 2014, tuttavia, includeva componenti negative di reddito non ricorrenti per un importo pari a 5 milioni di euro. Al netto di tali oneri, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* risulta sostanzialmente in linea rispetto al primo trimestre 2014: la crescita del margine del mercato libero gas è stata compensata dai maggiori costi sostenuti per l'acquisizione di nuovi clienti.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 4 milioni di euro, in linea rispetto al primo trimestre 2014.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 24 milioni di euro (20 milioni di euro nei primi tre mesi dell'anno precedente).

Business Unit Ambiente

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

Dati quantitativi

	31 03 2015	31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
Rifiuti raccolti (Kton)*	228	232	(4)	(1,7%)
Rifiuti smaltiti (Kton)	692	657	35	5,3%
Energia elettrica venduta (GWh)	266	290	(24)	(8,3%)
Calore ceduto (GWht)**	484	407	77	18,9%

(*) Rifiuti raccolti nei Comuni di Milano, Brescia, Bergamo e Varese.

(**) Quantità rilevate a bocca di centrale.

Nei primi tre mesi del 2015 le quantità di rifiuti raccolti sono risultate sostanzialmente in linea rispetto al primo trimestre dell'anno precedente.

Le quantità di rifiuti smaltiti evidenziano invece un incremento del 5,3% rispetto al 31 marzo 2014 sostanzialmente dovuto all'entrata in esercizio dell'impianto di trattamento del vetro di Asti (a partire da luglio 2014) e ai maggiori smaltimenti effettuati presso la discarica di Montichiari. Anche la produzione di calore degli impianti di termovalorizzazione (+77 GWh termici) risulta in crescita rispetto al medesimo periodo del 2014 per effetto delle maggiori quantità richieste dal comparto Teleriscaldamento, mentre le quantità di energia elettrica vendute si sono attestate a 266 GWh (290 GWh nel primo trimestre 2014).

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2015 31 03 2015	01 01 2014 31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
Ricavi	202	197	5	2,5%
Margine Operativo Lordo	61	57	4	7,0%
% su Ricavi	30,2%	28,9%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(17)	(16)	(1)	6,3%
Risultato Operativo Netto	44	41	3	7,3%
% su Ricavi	21,8%	20,8%		
Investimenti	7	11	(4)	(36,4%)

Nel periodo in esame la *Business Unit Ambiente* ha registrato ricavi per 202 milioni di euro (197 milioni di euro al 31 marzo 2014).

Il Margine Operativo Lordo è risultato pari a 61 milioni di euro, in crescita di 4 milioni di euro (+7,0%), rispetto al primo trimestre 2014.

178

La crescita della marginalità è principalmente dovuta, come sopra evidenziato, alle maggiori quantità di rifiuti smaltiti presso gli impianti del Gruppo nonché alle maggiori quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto di termovalorizzazione di Acerra che, nei primi mesi del 2014, aveva subito un fermo per manutenzione straordinaria.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 17 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto al primo trimestre 2014 (16 milioni di euro).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 44 milioni di euro (41 milioni di euro al 31 marzo 2014).

Gli Investimenti del periodo si sono attestati a 7 milioni di euro e hanno riguardato interventi di sviluppo e mantenimento sugli impianti di trattamento e discariche (1 milione di euro), sugli impianti di termovalorizzazione (4 milioni di euro) e l'acquisto di mezzi e contenitori per la raccolta (2 milioni di euro).

Business Unit Calore e Servizi

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

Dati quantitativi

GWht	31 03 2015	31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
FONTI				
Impianti di:	610	526	84	16,0%
- Lamarmora	289	256	33	12,9%
- Famagosta	82	76	6	7,9%
- Tecnocity	35	26	9	34,6%
- Altri impianti	204	168	36	21,4%
Acquisti da:	649	562	87	15,5%
- Terzi	156	145	11	7,6%
- Altre <i>Business Units</i>	493	417	76	18,2%
TOTALE FONTI	1.259	1.088	171	15,7%
USI				
Vendite ai clienti finali	1.128	977	151	15,5%
Perdite di distribuzione	131	111	20	18,0%
TOTALE USI	1.259	1.088	171	15,7%

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*.

Nel primo trimestre 2015 le vendite di calore ai clienti finali hanno evidenziato una crescita del 15,5% rispetto ai primi tre mesi dell'esercizio precedente, che era stato caratterizzato da un clima particolarmente mite.

Le produzioni e gli acquisti di calore sono cresciuti rispettivamente di 84 GWht termici e di 87 GWht termici.

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2015 31 03 2015	01 01 2014 31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
Ricavi	113	116	(3)	(2,6%)
Margine Operativo Lordo	46	39	7	17,9%
% su Ricavi	40,7%	33,6%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(7)	(8)	1	(12,5%)
Risultato Operativo Netto	39	31	8	25,8%
% su Ricavi	34,5%	26,7%		
Investimenti	6	9	(3)	(33,3%)

Nel primo trimestre 2015 i ricavi si sono attestati a 113 milioni di euro (116 milioni di euro al 31 marzo 2014).

Il Margine Operativo Lordo, pari a 46 milioni di euro, risulta in crescita di 7 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi del 2014: l'aumento, determinato da un andamento climatico più favorevole rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e da un'efficace azione di sviluppo commerciale, è stato in parte compensato dalla flessione dei risultati conseguiti sui mercati dei titoli ambientali.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono pari a 7 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto ai primi tre mesi del 2014.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 39 milioni di euro (31 milioni di euro nello stesso periodo dell'anno precedente).

Gli Investimenti del periodo, pari a 6 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente ad interventi di sviluppo e mantenimento delle reti di teleriscaldamento (4 milioni di euro) e allo sviluppo e mantenimento di nuovi impianti di cogenerazione (2 milioni di euro) nelle aree di Milano, Brescia, Bergamo e Varese.

Business Unit Reti

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

Dati quantitativi

	31 03 2015	31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
Energia elettrica distribuita (GWh)	2.788	2.787	1	-
Gas distribuito (Mmc)	890	860	30	3,5%
Gas trasportato (Mmc)	147	134	13	9,7%
Acqua distribuita (Mmc)	14	15	(1)	(6,7%)

L'energia elettrica distribuita nei primi tre mesi del 2015 è stata pari a 2.788 GWh, in linea rispetto allo stesso periodo del 2014.

Le temperature registrate nel primo trimestre del 2015 rispetto allo stesso periodo del 2014 hanno determinato una crescita delle quantità di gas distribuito e trasportato rispettivamente del 3,5% e del 9,7%.

L'acqua distribuita è risultata pari a 14 Mmc, in linea rispetto al 31 marzo 2014 (15 milioni di metri cubi).

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2015 31 03 2015	01 01 2014 31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
Ricavi	155	152	3	2,0%
Margine Operativo Lordo	69	62	7	11,3%
% su Ricavi	44,5%	40,8%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(22)	(24)	2	(8,3%)
Risultato Operativo Netto	47	38	9	23,7%
% su Ricavi	30,3%	25,0%		
Investimenti	24	17	7	41,2%

Nel periodo in esame i ricavi della *Business Unit Reti* sono stati pari a 155 milioni di euro (152 milioni di euro nello stesso periodo dell'anno precedente).

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Reti* si è attestato a 69 milioni di euro, in crescita di 7 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi del 2014. Con riferimento ai singoli comparti si evidenzia:

- nel comparto della distribuzione di energia elettrica una crescita di marginalità pari a circa 5 milioni di euro principalmente riconducibile ai maggiori ricavi ammessi determinati dall'AEEGSI per l'esercizio 2015 con Delibera 146/15/R/eel. Tale effetto sarà più che compensato a partire dal mese di giugno 2015, dall'incremento del vincolo tariffario 2014 approvato dall'Autorità di settore a giugno 2014 con Delibera 258/14/R/eel;
- nel comparto dell'illuminazione pubblica un incremento del margine rispetto al primo trimestre del 2014 (+3 milioni di euro) determinato dall'avvio, a luglio 2014, del progetto di sostituzione degli apparati luminosi nel Comune di Milano con nuove lampade a LED a basso consumo energetico;
- i comparti della distribuzione gas e del servizio idrico integrato registrano invece un margine, sostanzialmente in linea rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 22 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto ai primi tre mesi del 2014 (24 milioni di euro al 31 marzo 2014).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 47 milioni di euro (38 milioni di euro nel primo trimestre dell'anno precedente).

Gli Investimenti, nel trimestre in esame, sono risultati pari a 24 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 (9 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 gas (9 milioni di euro);
- nel comparto ciclo idrico integrato, interventi sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi sulle reti fognarie (4 milioni di euro);
- nel comparto illuminazione pubblica, interventi per la sostituzione degli apparati luminosi con impianti LED nel Comune di Milano (2 milioni di euro).

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

GW h	31 03 2015	31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
FONTI				
Produzioni	1.001	903	98	10,9%
- produzione termoelettrica	410	386	24	6,2%
- produzione idroelettrica	591	517	74	14,3%
Import e altre fonti	114	205	(91)	(44,4%)
- import	108	201	(93)	(46,3%)
- altre fonti	6	4	2	50,0%
TOTALE FONTI	1.115	1.108	7	0,6%
USI				
Consumi mercato domestico	762	710	52	7,3%
Perdite di distribuzione	157	134	23	17,2%
Perdite di trasmissione	39	32	7	21,9%
Altri usi	6	7	(1)	(14,3%)
Export	151	225	(74)	(32,9%)
TOTALE USI	1.115	1.108	7	0,6%

Nel primo trimestre del 2015 la disponibilità complessiva del Gruppo EPCG è risultata pari a 1.115 GW h (1.108 GW h nei primi tre mesi del 2014).

Il Gruppo EPCG ha prodotto complessivamente 1.001 GW h (+10,9% rispetto al primo trimestre 2014), di cui 410 GW h da fonte termoelettrica e 591 GW h da fonte idroelettrica.

Nel periodo in esame sono risultate in crescita sia la produzione termoelettrica (+6,2%), a seguito dei minori giorni di fermata dell'impianto di Pljevlja, che la produzione idroelettrica (+14,3%), per effetto del maggior livello dei bacini idrici registrato nei primi mesi del 2015.

L'import e gli altri acquisti di energia hanno invece evidenziato una flessione (-91 GW h) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio 2014.

Rispetto al primo trimestre dell'esercizio 2014, le vendite di energia elettrica sul mercato domestico sono cresciute del 7,3%, mentre l'energia elettrica esportata ha registrato una flessione pari a 74 GWh.

Dati quantitativi - Distribuzione Energia Elettrica

	31 03 2015	31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
Energia elettrica distribuita (GWh)*	584	529	55	10,4%

(*) Dati al netto delle perdite di distribuzione

Il Gruppo EPCG nei primi tre mesi del 2015 ha complessivamente distribuito energia elettrica sulla rete di media e bassa tensione montenegrina per 584 GWh (529 GWh al 31 marzo 2014).

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2015 31 03 2015	01 01 2014 31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
Ricavi	66	64	2	3,1%
Margine Operativo Lordo	25	20	5	25,0%
% su Ricavi	37,9%	31,3%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(10)	(9)	(1)	11,1%
Risultato Operativo Netto	15	11	4	36,4%
% su Ricavi	22,7%	17,2%		
Investimenti	1	5	(4)	(80,0%)

185

Nel periodo in esame i ricavi della *Business Unit EPCG* si sono attestati a 66 milioni di euro (64 milioni di euro al 31 marzo 2014).

Il Margine Operativo Lordo è risultato pari a 25 milioni di euro, in crescita di 5 milioni di euro rispetto ai primi tre mesi del 2014.

Tale andamento, riconducibile per 2 milioni di euro al comparto energia e per 3 milioni di euro al comparto della distribuzione di energia elettrica, è sostanzialmente dovuto alle maggiori quantità di energia venduta ai clienti finali.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 10 milioni di euro, in linea rispetto ai primi tre mesi del 2014 (9 milioni di euro al 31 marzo 2014).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 15 milioni di euro (11 milioni di euro nel primo trimestre dell'anno precedente).

Gli Investimenti del periodo, pari a circa 1 milione di euro, si riferiscono ad interventi di manutenzione straordinaria sull'impianto termoelettrico di Pljevlja (0,2 milioni di euro), sull'impianto idroelettrico di Perucica (0,1 milioni di euro) e sull'impianto idroelettrico di Piva (0,1 milioni di euro). Sono stati inoltre realizzati interventi di sostituzione dei contatori tradizionali con dispositivi telegestiti (0,4 milioni di euro).

Altri Servizi e Corporate

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2015 31 03 2015	01 01 2014 31 03 2014	Variazioni	% 2015/2014
Ricavi	44	46	(2)	(4,3%)
Margine Operativo Lordo	(5)	(5)	-	-
% su Ricavi	(11,4%)	(10,9%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(5)	3	(8)	n.s.
Risultato Operativo Netto	(10)	(2)	(8)	n.s.
% su Ricavi	(22,7%)	(4,3%)		
Investimenti	1	1	-	-

Nel primo trimestre 2015, i ricavi degli Altri Servizi e Corporate sono risultati pari a 44 milioni di euro (46 milioni di euro al 31 marzo 2014).

Il Margine Operativo Lordo è negativo per 5 milioni di euro, in linea con il primo trimestre dell'anno precedente.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 5 milioni di euro (positivi per 3 milioni di euro nel primo trimestre del 2014). La variazione pari a circa 8 milioni di euro è prevalentemente attribuibile al rilascio, nel primo trimestre dell'anno precedente, di fondi rischi precedentemente accantonati.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 10 milioni di euro (negativo per 2 milioni di euro al 31 marzo 2014).

Gli Investimenti del periodo, pari a 1 milione di euro, si riferiscono prevalentemente ad interventi sui sistemi informativi.

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...”.

190

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* attraverso modalità operative che consentono di individuare in modo chiaro i rischi che li riguardano, 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 dal *Risk Management*.

Di seguito si procede alla descrizione dei principali rischi e incertezze a cui il Gruppo è esposto.

Rischi finanziari

Rischio prezzo commodities

Il Gruppo A2A, con riferimento alle caratteristiche dei settori in cui opera, è esposto al rischio prezzo *commodities*, ovvero al rischio di mercato legato alle variazioni dei prezzi delle materie prime energetiche (energia elettrica, gas naturale, carbone, olio combustibile) nonché del cambio ad esse associato.

Annualmente, vengono definiti i limiti di rischio *commodity* del Gruppo, ossia il massimo livello di variabilità del risultato legato all’andamento dei prezzi delle *commodities* energetiche.

Viene monitorato il rispetto di tali limiti in coerenza con la *Energy Risk Policy* definendo, ove necessario, strategie di copertura volte a riportare il rischio entro i limiti stabiliti.

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.

Attraverso la gestione di strumenti finanziari derivati si persegue l’obiettivo di stabilizzare i flussi di cassa generati dal portafoglio di asset e dai contratti in essere, contribuendo a garantire l’equilibrio economico e finanziario del Gruppo.

Rischio di tasso di interesse

L’esposizione del Gruppo A2A al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla volatilità degli oneri finanziari connessi all’indebitamento espresso a tasso variabile.

La politica di gestione del rischio tasso persegue l’obiettivo di limitare tale volatilità attraverso l’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 di liquidità

Il rischio di liquidità riguarda la capacità del Gruppo di far fronte ai propri impegni di pagamento, facendo ricorso all'autofinanziamento, al *funding* sui mercati bancari e finanziari ed alla liquidità disponibile.

Il Gruppo pone particolare attenzione al costante presidio del rischio di liquidità, garantendo il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie per far fronte agli impegni attesi per un determinato periodo temporale, nonché di un *liquidity buffer* sufficiente a far fronte agli impegni inattesi.

Al 31 marzo 2015 il Gruppo ha a disposizione linee di credito *revolving committed* non utilizzate per 1.050 milioni di euro.

Il Gruppo ha inoltre a disposizione finanziamenti bancari a lungo termine già contrattualizzati e non ancora utilizzati per un totale di 42 milioni di euro, nonché disponibilità liquide per complessivi 599 milioni di euro.

192

Nell'ottica di mitigazione del rischio di liquidità il Gruppo persegue infine una politica di diversificazione del profilo di scadenze del debito e delle fonti di finanziamento. A questo proposito si segnala 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.

Rischio di default e covenants

Al 31 marzo 2015 la capogruppo ha in essere prestiti obbligazionari pubblici per un valore nominale complessivo di 2.553 milioni di euro, di cui: 503 milioni di euro con scadenza novembre 2016; 750 milioni di euro con scadenza novembre 2019; 500 milioni di euro con scadenza gennaio 2021; 500 milioni di euro con scadenza gennaio 2022; 300 milioni con scadenza 2025. Quest'ultimo *bond* è stato emesso in data 25 febbraio 2015, con durata decennale e destinato a investitori istituzionali; i fondi sono stati utilizzati per rimborsare anticipatamente un'ulteriore quota del prestito obbligazionario con scadenza 2016 per 258 milioni di euro, che era stato già oggetto di riacquisto parziale anticipato nel luglio 2013.

In forma di piazzamento privato, A2A S.p.A. ha inoltre emesso un prestito obbligazionario di 14 miliardi di yen avente scadenza 2036 e nell'ambito del Programma EMTN un prestito obbligazionario per 300 milioni di euro con scadenza dicembre 2023.

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 2015) 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 con scadenza 2036 ed il relativo derivato *cross currency swap* contengono una clausola di *Put right* a favore dell'investitore (e della controparte finanziaria del derivato) nel caso in cui il *rating* risulti inferiore a BBB- (*sub-investment grade*).

Nei finanziamenti stipulati con la Banca Europea degli Investimenti 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 (complessivamente pari a 473 milioni di euro al 31 marzo 2015) 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, con scadenza giugno 2018 e di importo residuo al 31 marzo 2015 pari a 23 milioni di euro, 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 tuttavia il rispetto, su base annuale, di alcuni *covenants* relativi al rapporto tra indebitamento ed *equity*, tra indebitamento e MOL, tra MOL ed oneri finanziari.

Il finanziamento con Cassa Depositi e Prestiti di 200 milioni di euro con scadenza 2025 contiene la clausola di *Credit Rating*, in caso di *rating sub-investment grade* (BBB-).

La linea di credito *revolving committed in Club Deal* di 600 milioni di euro con scadenza novembre 2019, attualmente non utilizzata, prevede il *covenant* finanziario PFN/EBITDA e la clausola di *Change of Control*, che attribuisce la facoltà alle banche del sindacato 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.

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 dirette sui propri beni e su quelli delle sue controllate 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 controllate in via diretta.

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

Con riferimento alla controllata EPCG, i finanziamenti sottoscritti con EBRD (*European Bank for Reconstruction and Development*) nel novembre 2010, integralmente utilizzato, e in aprile 2014, utilizzato per 5 milioni di euro al 31 marzo 2015, sono complessivamente pari a 65 milioni di euro e prevedono alcuni *covenants* finanziari.

Allo stato attuale non vi è alcuna situazione di *default* delle società del Gruppo A2A.

Rischi di contesto

Rischio normativo e regolatorio

Il Gruppo A2A opera in un settore fortemente regolamentato. Tra i fattori di rischio nell’attività di gestione va pertanto considerata l’evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento per i settori dell’energia elettrica e del gas naturale, nonché per i settori attinenti alle attività di gestione del ciclo idrico e dei servizi ambientali.

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 il dialogo collaborativo con le istituzioni e con gli organismi di governo e regolazione del settore, la partecipazione attiva ad associazioni di categoria ed a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti, nonché l’esame delle evoluzioni normative e dei provvedimenti dell’Autorità di settore.

È, inoltre, previsto un costante dialogo con le *Business Units* interessate dalle evoluzioni normative, al fine di valutarne compiutamente i potenziali impatti.

Tra le principali materie oggetto di evoluzioni normative in corso si segnalano in particolare:

- le norme che disciplinano la durata e le condizioni delle concessioni idroelettriche di grande derivazione;
- le norme inerenti all’affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas e dell’energia elettrica;
- la riforma in corso del servizio idrico integrato;
- la regolazione dei servizi pubblici locali a rilevanza economica;
- l’evoluzione della disciplina delle convenzioni CIP 6/92;
- le previsioni in materia di condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela gas.

In merito alle tematiche di cui sopra, si rimanda a quanto al riguardo indicato nella sezione relativa all’“Evoluzione normativa” della presente Relazione, per le diverse *Business Units*.

In materia di concessioni idroelettriche di grande derivazione, la Regione Lombardia, con la Legge Regionale del 30 dicembre 2014 n. 35 (pubblicata in BURL il 31 dicembre 2014), ha apportato alcune modifiche all’art. 53-bis L. R. 26/2003, estendendo sino al 31 dicembre 2017

il potere della Giunta regionale di accordare la cd. prosecuzione temporanea dell'esercizio delle concessioni scadute o in scadenza, e definendo più in dettaglio la possibilità di applicare alle stesse un canone, aggiuntivo e retroattivo, parametrato agli utili del gestore. Tali norme regionali sono attualmente oggetto di valutazione.

Per quanto riguarda le procedure per l'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas, si segnala che A2A Reti Gas S.p.A. ha impugnato di fronte al TAR il Decreto Ministeriale 22 maggio 2014 recante le linee guida relative ai criteri ed alle modalità applicative per la determinazione del valore di rimborso degli impianti, nonché le sue successive integrazioni. Si ritiene, infatti, che tali linee guida introducano disposizioni in contrasto con quanto previsto dall'art. 15, comma 5 del Decreto Legislativo n. 164/2000 e dall'art. 5 del Decreto Ministeriale n. 226/2011, dei quali dovrebbero esclusivamente definire le modalità applicative. Si contesta, inoltre, la detrazione, prevista dalle linee guida, dei contributi versati dai privati dal valore del rimborso dovuto al concessionario uscente.

Per quanto attiene alle previsioni in materia di condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela gas, ad integrazione di quanto indicato nella sezione relativa all'“Evoluzione normativa” della presente Relazione si segnala che A2A Energia S.p.A. ha impugnato la Delibera 447/2013/R/gas, in considerazione dell'eccessiva aleatorietà del meccanismo con essa regolato. Inoltre, si è tuttora in attesa dell'evoluzione del contenzioso in merito alla Delibera ARG/gas 89/10, con la quale l'AEEGSI aveva modificato il metodo di aggiornamento del prezzo della fornitura gas per il servizio di tutela applicando un coefficiente riduttivo “k” alla componente indicizzata della quota materia prima QE (corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento): nel mese di marzo 2013, il TAR si era espresso nel merito con una sentenza favorevole alle ricorrenti, sentenza poi appellata dinanzi al Consiglio di Stato dall'Autorità. A fronte dell'istanza di prelievo presentata dalla medesima Autorità lo scorso 24 ottobre, il Consiglio di Stato ha fissato la relativa udienza di merito il giorno 27 ottobre 2015.

Rischi operativi

Rischio di interruzioni di business

In tutte le *Business Units* 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 ridurne le 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 impedire 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.

Il percorso di miglioramento, avviato negli esercizi precedenti e finalizzato a mitigare il rischio di interruzione dei servizi, prosegue. Tale processo è stato caratterizzato da investimenti che hanno riguardato gli assets del Gruppo attraverso interventi mirati sugli impianti e sulle reti. Al fine di gestire proattivamente fonti di rischio potenziali, il Gruppo individua ed effettua investimenti volti al continuo aumento dell'affidabilità (manutenzione preventiva) dei propri impianti, con particolare riferimento alla prevenzione di situazioni di interruzione dei servizi che possano produrre potenziali danni di immagine piuttosto che allo sviluppo delle interconnessioni tra reti di trasmissione, anche tramite la realizzazione di impianti intermedi di dimensioni minori, per evitare rischi di congestione e consentire livelli di affidabilità soddisfacenti anche in situazioni di elevata richiesta di carico.

Grazie all'approccio di *pooling* sui ricambi critici, al monitoraggio ed eventuale reintegro delle scorte di ricambi a magazzino degli impianti ed al costante aggiornamento della documentazione procedurale a supporto dell'operatività, il processo per la gestione in sicurezza degli impianti termoelettrici risulta nel complesso ben presidiato. A tal proposito è in corso, in un'ottica di continuo miglioramento, un progetto di creazione di un magazzino ricambi “virtuale”, che consentirà, attraverso un adeguato sistema informativo, la mappatura del numero e dell'ubicazione dei ricambi disponibili per tutte le centrali del Gruppo e di uniformazione dei contratti di manutenzione per tutti gli impianti.

A presidio dei rischi derivanti dalle attuali modalità di funzionamento degli impianti termoelettrici, legate all'andamento dei mercati dell'energia, è inoltre in corso un processo di revisione, uniformazione ed adeguamento complessivo dei contratti di manutenzione, anche con riferimento a quelli che riguardano le flotte di macchine turbogas del Gruppo.

Con riferimento alla *Business Unit* Ambiente sono in essere specifiche attività e sono installati strumenti di monitoraggio a prevenzione del possibile manifestarsi del rischio di interruzione dei servizi di conferimento, trattamento e smaltimento dei rifiuti. In particolare, sono posti in essere controlli specifici per individuare 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'efficienziamento dei processi di smaltimento.

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. Sono inoltre in corso di valutazione interventi 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 che garantiscono una quota significativa del calore necessario, nonché a migliorare l'assetto strutturale della rete di trasporto del calore.

Per quanto riguarda gli impianti e le reti di distribuzione sono presenti squadre di pronto intervento, presidi operativi di telecontrollo, avanzati strumenti tecnici di sicurezza nonché polizze di copertura assicurativa per danni diretti e per i danni indiretti in caso di eventi naturali particolarmente critici quali, ad esempio, eventi sismici o climatici estremi. Sempre con riferimento alle reti, si evidenzia la tematica di rischio collegata ai potenziali danni reputazionali per il Gruppo derivanti da possibili disservizi sulla rete di alimentazione dell'energia elettrica che si dovessero verificare, nel corso dell'anno 2015, in occasione dell'evento EXPO. A tale proposito si evidenzia che sono state previste tutta una serie di azioni di presidio (tecniche, organizzative e di coordinamento) tra le quali: telecontrollo di tutte le cabine di alimentazione con posa di un anello in fibra ottica, particolari configurazioni realizzative, controllo fisico e monitoraggio termico del cavo di collegamento della cabina primaria con l'area EXPO, installazione di un impianto antintrusione e presidio di guardiania permanente anche in previsione dell'eventualità di dover effettuare manovre di intervento rapido, definizione di accordi e regolamenti di esercizio sia con la società Terna S.p.A., per la gestione della cabina primaria durante l'evento, sia con EXPO/Enel per la gestione del sito.

199

Una tematica di rischio che sta assumendo sempre più rilevanza 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 specifiche procedure che disciplinano 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 potenziali obiettivi di atti di sabotaggio. Inoltre sono in fase di valutazione ulteriori interventi quali *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.

Il Gruppo è attivo in progetti riguardanti lo sviluppo della rete elettrica in ottica “smartgrid”, ovvero una rete “intelligente” con la quale è possibile scambiare informazioni sui flussi di energia e gestire in modo più efficiente i picchi di richiesta, riducendo il rischio di interruzioni. In particolare è in atto un progetto che permetterà il miglioramento della gestione remota (telecontrollo) della rete attraverso l'aumento dell'efficacia dei sistemi di comunicazione. Un progetto più ampio riguarderà lo sviluppo di sistemi di telecomunicazione in grado di gestire gli scambi informativi tra produttore e consumatore di energia elettrica, anche per consenti-

re alla rete maggiore capacità di gestire la crescente presenza di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

Nel teleriscaldamento sono state sperimentate con successo modalità operative di modulazione dei consumi della clientela in determinate fasce orarie, volte ad evitare eccessivi picchi di utilizzo della potenza installata, con conseguenti possibili criticità per il funzionamento ottimale delle reti. Sono inoltre allo studio interventi di potenziamento di quegli impianti di alimentazione della rete del teleriscaldamento che risultano maggiormente sfruttati. Tali operazioni vengono integrate, in ambito di manutenzione della rete, da una costante analisi ingegneristica a supporto degli interventi di riparazione.

Infine, per coprire i rischi residuali il Gruppo ha stipulato polizze assicurative a copertura dei danni diretti e indiretti che potrebbero manifestarsi. Le condizioni contrattuali che caratterizzano tali polizze assicurative sono state oggetto di revisione in coerenza alle modalità di funzionamento degli impianti ed alle condizioni dei mercati dell'energia.

200

Rischio ambientale

I rischi collegati al verificarsi di potenziali eventi che possono 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, stocaggio, trattamento e smaltimento rifiuti, alla fornitura di beni primari quali l'acqua potabile, 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, 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 Direzione Ambiente, Salute e Sicurezza è impegnata a diffondere e a far condividere così da guidare l’operato quotidiano di ciascun collaboratore. La Direzione 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 riferimento all’attuazione dello stesso presso le singole società del Gruppo. È stato inoltre effettuato un riassetto, sia organizzativo che procedurale, della Direzione 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.

201

Il Gruppo presidia in maniera diretta le tematiche di rischio in oggetto attraverso le strutture della Direzione 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 svol-

gono, 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.

202

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 Funzione *Information & Communication Technology*.

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 alcune importanti *milestone*. 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.

Inoltre è stato portato a compimento il processo di aggiornamento della principale piattaforma gestionale, volto ad aumentarne ulteriormente il grado di affidabilità ed integrazione. Lo sviluppo ed efficientamento del complesso di sistemi informativi utilizzati dal Gruppo verranno infine ulteriormente perseguiti attraverso la definizione di un piano strategico architettonicale dedicato.

Per mitigare i potenziali rischi di interruzione delle attività di *business* sui processi ritenuti strategici, A2A si è dotata di infrastrutture tecnologiche ridondante, in grado di garantire la

continuità del servizio in caso di possibili guasti o eventi non previsti. Il Gruppo, oltre a definire contratti di affidamento in *outsourcing* dei servizi ICT che prevedono *service level agreement* chiaramente definiti, dispone di un sistema di *Disaster Recovery* che assicura la continuità del servizio e dei dati su un CED (Centro Elaborazione Dati) alternativo la cui efficienza è soggetta a verifiche periodiche. A miglioramento del presidio, il Gruppo ha completato il mutuo *recovery* dei CED aziendali tra Milano e Brescia. Inoltre è in fase di valutazione la definizione del *Business Continuity Plan*, volto a costituire lo strumento in ambito ICT attraverso cui il Gruppo si prepara a far fronte a potenziali incidenti che possano minacciare l'operatività negli ambiti ritenuti più critici.

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, attivo 24 ore su 24, 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 amministrate. 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 prevista la definizione e la successiva implementazione di un piano organico di sicurezza ICT e 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 Direzione 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 Direzione Ambiente, Salute e Sicurezza e coadiuvati dal supporto di specifiche funzioni Ambiente, Salute e Sicurezza interne ad ogni società e dal coinvolgimento attivo delle strutture operative.

È infine in programma, nell’ottica di miglioramento continuo del presidio, un processo di revisione dell’attuale modello di gestione della sorveglianza sanitaria dei dipendenti svolto attraverso l’ausilio di un’*équipe* di medici competenti dislocati territorialmente che effettuano valutazioni periodiche dello stato di salute del personale. Si prevede nell’ambito di tale processo di revisione di sviluppare specifici strumenti di analisi e *reporting* relativi alle risultanze delle attività di sorveglianza sanitaria.

A supporto del processo di miglioramento continuo della sicurezza è stato 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.

A titolo informativo, si riportano i dati infortunistici di Gruppo per l'anno 2014:

- indice di frequenza – If = 34,03 (37,77 nel 2013);
- indice di gravità – Ig = 0,79 (0,88 nel 2013).

Gli indici, determinati sulla base di normative nazionali e standard internazionali, possono essere oggetto di revisioni di modesta entità dovute a mancati riconoscimenti di infortuni da parte dell'INAIL o al protrarsi, oltre l'anno di accadimento, di infortuni a lunga prognosi.

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 2015 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Milano, 15 maggio 2015

Il Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari
Andrea Eligio Crenna