



2015

Resoconto intermedio di gestione
30 settembre 2015

Indice

3	Organi sociali
	Dati di sintesi del Gruppo A2A
6	<i>Business Units</i>
7	Aree geografiche di attività
8	Struttura del Gruppo
9	Principali indicatori finanziari al 30 settembre 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
39	Eventi di rilievo successivi al 30 settembre 2015
41	Evoluzione prevedibile della gestione
	Prospetti contabili consolidati
44	Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata
46	Conto economico consolidato
47	Conto economico complessivo consolidato
48	Rendiconto finanziario consolidato
50	Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato
	Note illustrative al Resoconto intermedio di gestione
54	Informazioni di carattere generale
55	Il Resoconto intermedio di gestione
56	Schemi di bilancio
57	Criteri di redazione
58	Variazioni di principi contabili internazionali
64	Area di consolidamento
65	Criteri e procedure di consolidamento
75	Stagionalità dell'attività
76	Sintesi dei risultati per settore di attività
80	Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria
101	Indebitamento finanziario netto

103	Note illustrative alle voci di Conto economico
110	Risultato per azione
111	Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali
112	Garanzie ed impegni con terzi
113	Altre informazioni

Allegati alle Note illustrative al Resoconto intermedio di gestione

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

Evoluzione normativa

144	<i>Business Unit</i> Generazione e Trading
152	<i>Business Unit</i> Commerciale
154	<i>Business Unit</i> Ambiente
161	<i>Business Unit</i> Calore e Servizi
162	<i>Business Unit</i> Reti
169	<i>Business Unit</i> EPCG

Scenario e mercato

172	Quadro macroeconomico
176	Andamento del mercato energetico

Risultati per settore di attività

180	Risultati per settore di attività
183	<i>Business Unit</i> Generazione e Trading
186	<i>Business Unit</i> Commerciale
188	<i>Business Unit</i> Ambiente
190	<i>Business Unit</i> Calore e Servizi
192	<i>Business Unit</i> Reti
195	<i>Business Unit</i> EPCG
198	Altri Servizi e Corporate

Rischi e incertezze

200	Rischi e incertezze
201	Rischi finanziari
204	Rischi di contesto
206	Rischi operativi

Dichiarazione del Dirigente preposto

216	Dichiarazione del Dirigente preposto
-----	--------------------------------------

Organi sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PRESIDENTE
Giovanni Valotti
VICE PRESIDENTE
Giovanni Comboni
AMMINISTRATORE DELEGATO
Luca Camerano
CONSIGLIERI
Antonio Bonomo
Giambattista Brivio
Maria Elena Cappello
Michaela Castelli
Elisabetta Ceretti
Luigi De Paoli
Fausto Di Mezza
Stefano Pareglio
Secondina Giulia Ravera

COLLEGIO SINDACALE

PRESIDENTE
Giacinto Gaetano Sarubbi
SINDACI EFFETTIVI
Cristina Casadio
Norberto Rosini
SINDACI SUPPLEMENTI
Onofrio Contu
Paolo Prandi

Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units

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

Business Units del Gruppo A2A

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

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

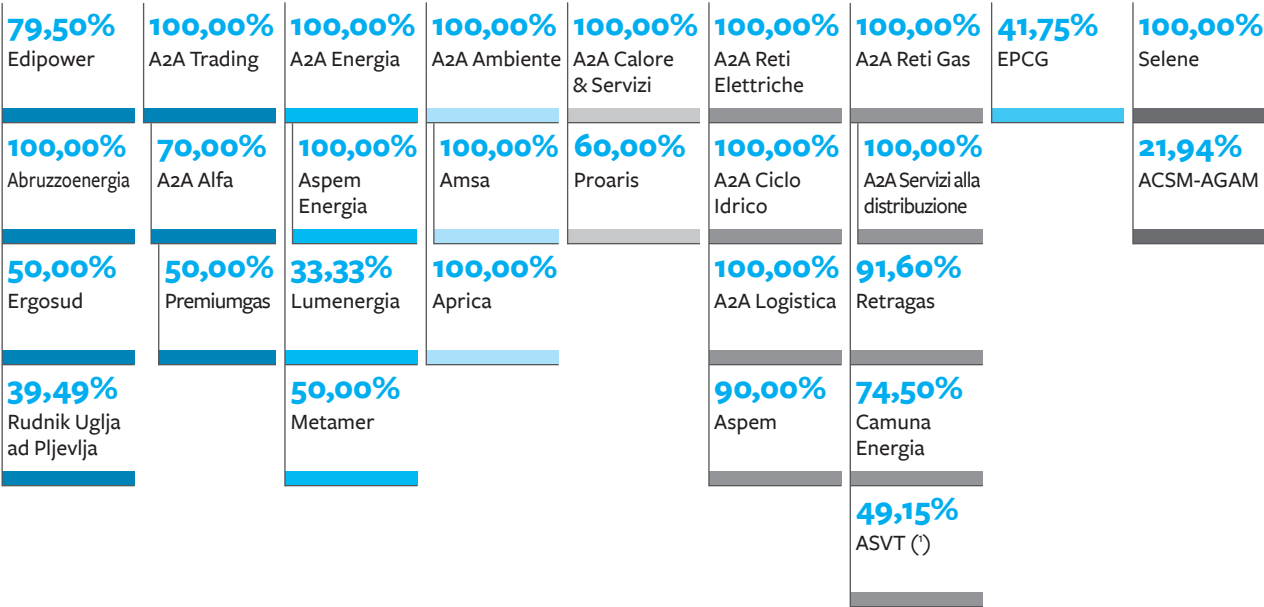


aggiornata al 30/09/2015

- 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
- Reti
- EPCG
- Altre Società

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

Principali indicatori finanziari
al 30 settembre 2015 (**)

Ricavi _____	3.638 milioni di euro
Margine operativo lordo _____	814 milioni di euro
Risultato del periodo _____	237 milioni di euro

Dati economici <i>Milioni di euro</i>	01 01 2015 30 09 2015	01 01 2014 30 09 2014	3° trim. 2015	3° trim. 2014
Ricavi	3.638	3.632	1.171	1.050
Costi operativi	(2.361)	(2.372)	(770)	(671)
Costi per il personale	(463)	(477)	(149)	(147)
Margine operativo lordo	814	783	252	232
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(360)	(364)	(112)	(115)
Risultato operativo netto	454	419	140	117
Risultato da transazioni non ricorrenti	(1)	11	-	11
Gestione finanziaria	(107)	(132)	(33)	(36)
Risultato al lordo delle imposte	346	298	107	92
Oneri per imposte sui redditi	(97)	(127)	(20)	(26)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-	-
Risultato di pertinenza di terzi	(12)	(12)	(2)	(4)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	237	159	85	62
Margine operativo lordo/Ricavi	22,4%	21,6%	21,5%	22,1%

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

Dati patrimoniali

Milioni di euro

	30 09 2015	31 12 2014
Capitale investito netto	6.461	6.542
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.323	3.179
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.138)	(3.363)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,94	1,06
Posizione finanziaria netta consolidata / Market Cap medio	0,97	1,27

Dati finanziari

Milioni di euro

	01 01 2015 30 09 2015	01 01 2014 30 09 2014
Flussi finanziari netti da attività operativa	536	724
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(207)	(201)
Free cash flow	329	523

Capitalizzazione media in borsa del 2015 _____ 3.231 milioni di euro

Capitalizzazione al 30 settembre 2015 _____ 3.478 milioni di euro

Dati societari di A2A S.p.A.

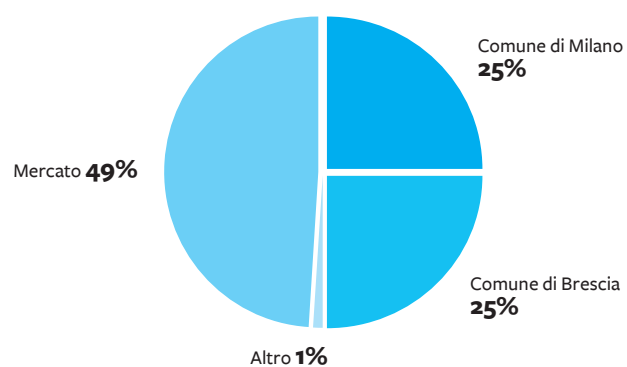
	30 09 2015	31 12 2014
Capitale sociale (euro)	1.629.110.744	1.629.110.744
Numero azioni ordinarie (valore nominale 0,52 euro)	3.132.905.277	3.132.905.277
Numero azioni proprie (valore nominale 0,52 euro)	26.917.609	26.917.609

Indicatori significativi

	30 09 2015	30 09 2014
Media Euribor a sei mesi	0,075%	0,350%
Prezzo medio del greggio Brent (USD/bbl)	56,70	107,00
Cambio medio Euro/USD (*)	1,11	1,36
Prezzo medio del greggio Brent (Euro/bbl)	50,90	78,90
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	52,30	56,20

(*) Fonte Ufficio Italiano Cambi.

Azionariato (*)



(*) Fonte CONSOB per le quote superiori al 2% (aggiornamento al 30 settembre 2015).

Le azioni proprie rappresentano circa lo 0,9% del capitale sociale.

A2A S.p.A. in Borsa

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

Capitalizzazione al 30 settembre 2015 (milioni di euro)	3.478
Capitalizzazione media dei primi 9 mesi del 2015 (milioni di euro)	3.231
Volumi medi dei primi 9 mesi del 2015	17.871.547
Prezzo medio dei primi 9 mesi del 2015 (*)	1,031
Prezzo massimo dei primi 9 mesi del 2015 (*)	1,190
Prezzo minimo dei primi 9 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.

Il 24 giugno 2015 A2A ha distribuito un dividendo pari a 0,0363 euro per azione.

Rating

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

Fonti: 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

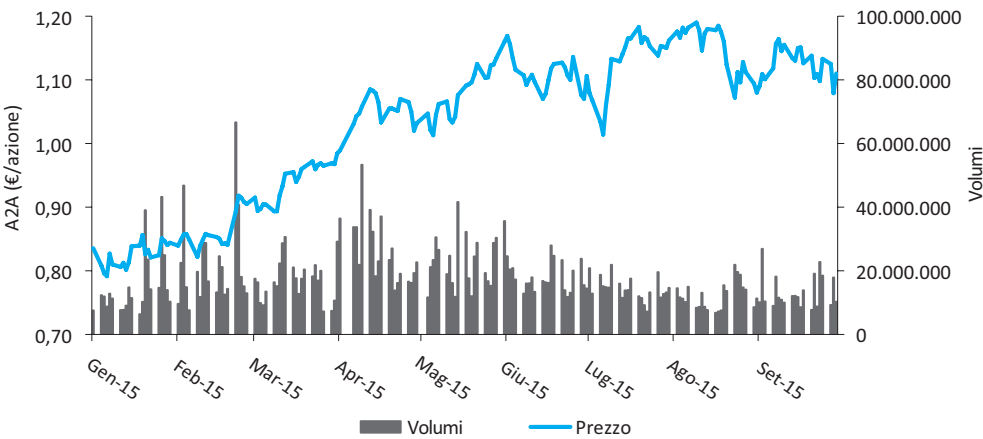
Indici etici

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 9 mesi del 2015



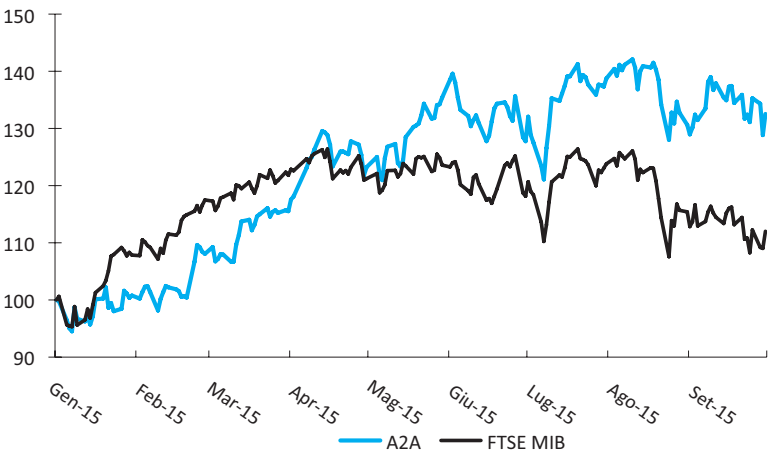
A2A vs FTSE MIB

(Prezzo 30 dicembre 2014 = 100)

Volatilità storica nei primi 9 mesi del 2015

A2A: 28,7%

FTSE MIB: 26,0%



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 30 settembre 2015, confrontati con lo stesso periodo dell'anno precedente:

Milioni di euro	01 01 2015 30 09 2015	01 01 2014 30 09 2014	Variazioni
Ricavi	3.638	3.632	6
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	3.515	3.464	51
- Altri ricavi operativi	123	168	(45)
Costi operativi	(2.361)	(2.372)	11
Costi per il personale	(463)	(477)	14
Margine operativo lordo	814	783	31
Ammortamenti e svalutazioni	(297)	(348)	51
Accantonamenti	(63)	(16)	(47)
Risultato operativo netto	454	419	35
Risultato da transazioni non ricorrenti	(1)	11	(12)
Oneri netti di gestione finanziaria	(110)	(139)	29
Quota di risultato di società consolidate ad equity	3	7	(4)
Risultato da cessione di altre partecipazioni	-	-	-
Risultato al lordo delle imposte	346	298	48
Oneri per imposte sui redditi	(97)	(127)	30
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	249	171	78
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato di pertinenza di terzi	(12)	(12)	-
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	237	159	78

Nei primi nove mesi del 2015, i “**Ricavi**” del Gruppo A2A sono risultati pari a 3.638 milioni di euro, in linea rispetto ai primi nove mesi del 2014 (3.632 milioni di euro).

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

	30 09 2015	30 09 2014
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	8.213	6.254
EE venduta a clienti <i>retail</i> (GWh)	5.288	5.608
EE venduta in Borsa (GWh)	6.966	9.674
EE venduta mercato interno ed estero (GWh) – EPCG	2.497	2.467
Gas venduto a clienti grossisti (Mmc)	332	200
Gas venduto a clienti <i>retail</i> (Mmc)	731	750
Calore venduto (GWht)	1.434	1.249
EE distribuita (GWh)	8.463	8.066
EE distribuita (GWh) - EPCG	1.637	1.506
Gas distribuito (Mmc)	1.198	1.139
Acqua distribuita (Mmc)	46	45
Acqua depurata (Mmc)	26	26
Rifiuti smaltiti (Kton)	1.934	1.965

Dettaglio produzioni	30 09 2015	30 09 2014
Produzione termoelettrica (GWh)	6.128	3.841
Produzione termoelettrica (GWh) - EPCG	1.033	983
Produzione idroelettrica (GWh)	3.570	4.765
Produzione idroelettrica (GWh) - EPCG	1.130	1.160
Produzione calore (GWht)	1.487	1.305
Produzione di energia elettrica da cogenerazione (GWh)	150	157

Il “**Margine Operativo Lordo**” è risultato pari a 814 milioni di euro, in crescita di 31 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi dell’anno precedente.

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

Milioni di euro	30 09 2015	30 09 2014	Delta	Delta %
Generazione e <i>Trading</i>	291	287	4	1,4%
Commerciale	78	63	15	23,8%
Ambiente	161	165	(4)	(2,4%)
Calore e Servizi	40	34	6	17,6%
Reti	213	208	5	2,4%
EPCG	43	42	1	2,4%
Altri Servizi e <i>Corporate</i>	(12)	(16)	4	n.s.
Totale	814	783	31	4,0%

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Generazione e Trading* si è attestato a 291 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto ai primi nove mesi del 2014 (287 milioni di euro al 30 settembre 2014). Nel confronto con l'anno precedente, il risultato del 2015 beneficia, tuttavia, di minori costi per mobilità per circa 12 milioni di euro, mentre risente, per circa 42 milioni di euro, dell'effetto di componenti positive di reddito non ricorrenti registrate, in prevalenza, nei primi nove mesi del 2014, di cui 8 milioni di euro *intercompany*.

Al netto di tali effetti, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Generazione e Trading* risulta in crescita di circa 34 milioni di euro: l'ottima *performance* registrata nel comparto termoelettrico, per effetto di un miglioramento degli *spread* sul gas e sul carbone e delle maggiori quantità intermedie dai cicli combinati a gas sui mercati secondari (anche a seguito delle alte temperature registrate nel terzo trimestre 2015), le maggiori vendite di titoli ambientali, nonché i risparmi derivanti dal piano di efficienza operativa, hanno più che compensato la flessione della marginalità del comparto idroelettrico dovuta all'eccezionale idraulicità registrata nel 2014 (oltre 61 milioni di euro in meno).

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Commerciale* si è attestato a 78 milioni di euro, in crescita di 15 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente.

Il risultato del 2014 includeva tuttavia componenti negative di reddito non ricorrenti per un importo pari a 7 milioni di euro (attribuibili alle partite *intercompany* sopra menzionate), mentre il periodo in esame registra, al contrario, componenti positive di reddito non ricorrenti pari a 6 milioni di euro. Al netto di tali partite, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* evidenzia una crescita di 2 milioni di euro (+2,8%) sostanzialmente dovuta all'aumento dei margini unitari nel mercato libero elettrico, nonostante i maggiori oneri di sbilanciamento determinati dalle alte temperature registrate nel periodo estivo.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Ambiente* è risultato pari a 161 milioni di euro (165 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Al netto di partite non ricorrenti per 5 milioni di euro, il Margine Operativo Lordo evidenzia una flessione pari a circa 9 milioni di euro, sostanzialmente riconducibile ai minori ricavi per la vendita di energia elettrica del termovalorizzatore di Acerra (a seguito della riduzione del corrispettivo CIP 6 determinata dalla flessione dei prezzi dei combustibili di riferimento) e degli altri impianti di termovalorizzazione del Gruppo (per effetto della flessione dei prezzi dell'energia elettrica).

La riduzione è stata in parte compensata dall'incremento della marginalità nel comparto della raccolta, principalmente dovuta ai maggiori servizi offerti per EXPO 2015 e per il Comune di Como.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Calore e Servizi*, pari a 40 milioni di euro, risulta in crescita di 6 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014: l'aumento, determinato da un andamento climatico più favorevole rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e

da una continua ed efficace azione di sviluppo commerciale (in particolare nella città di Milano), è stato in parte compensato dalla flessione dei risultati conseguiti sui mercati dei titoli ambientali.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Reti*, si è attestato a 213 milioni di euro, in crescita di 5 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente.

Il risultato del 2014, tuttavia, includeva nel comparto della distribuzione di energia elettrica partite di ricavo non ricorrenti per circa 12 milioni euro, relative ai maggiori ricavi riconosciuti per gli esercizi 2012 e 2013 dall'AEEGSI con Delibera 258/14/R/eel.

Al netto di tali partite il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Reti* risulta in crescita di 16 milioni di euro. Tale andamento è prevalentemente attribuibile al comparto illuminazione pubblica a seguito dell'avvio, a luglio 2014, del progetto di sostituzione nel Comune di Milano degli apparati luminosi con nuove lampade a *led* a basso consumo energetico e al servizio idrico integrato, a seguito degli incrementi tariffari riconosciuti dall'AEEGSI.

Risulta invece sostanzialmente in linea con l'anno precedente il Margine Operativo Lordo della *Business Unit EPCG*.

Gli “**Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni**” ammontano complessivamente a 360 milioni di euro (364 milioni di euro al 30 settembre 2014) ed includono gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali e materiali per 297 milioni di euro (348 milioni di euro al 30 settembre 2014) e accantonamenti netti per 63 milioni di euro (16 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Gli “Ammortamenti e svalutazioni” registrano un decremento di 51 milioni di euro derivante principalmente dalla diminuzione degli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali a seguito delle svalutazioni effettuate al termine del precedente esercizio, per 29 milioni di euro, nonché dalla revisione delle vite utili residue degli impianti termoelettrici per 16 milioni di euro.

Gli “Accantonamenti per rischi” sono pari a 51 milioni di euro (2 milioni di euro al 30 settembre 2014) e si riferiscono ad accantonamenti del periodo effettuati a fronte di contenziosi in atto, nonché a cause in corso. Gli accantonamenti del periodo in esame risentono soprattutto dell'accantonamento relativo al contenzioso per il progetto del teleriscaldamento nella città di Novara. L’“Accantonamento per rischi su crediti” presenta un valore di 12 milioni di euro (14 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Per effetto delle dinamiche sopra espone, il “**Risultato Operativo Netto**” ha raggiunto i 454 milioni di euro in crescita di 35 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (419 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Gli **“Oneri netti della gestione finanziaria”** sono risultati pari a 110 milioni di euro (139 milioni di euro al 30 settembre 2014). La riduzione rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio, pari a 29 milioni di euro, è riconducibile principalmente a minori interessi finanziari passivi netti sul debito per 16 milioni di euro legati al decremento dell’indebitamento medio ed agli effetti della strategia finanziaria implementata dal Gruppo, nonché a minori oneri di attualizzazione per 6 milioni di euro conseguenza di un aumento dei tassi di interesse. Si segnala inoltre un miglioramento nell’andamento della variazione dei contratti su derivati finanziari positivo per 7 milioni di euro.

La **“Quota di risultato di società consolidate ad equity”** è stata positiva per 3 milioni di euro (positiva per 7 milioni di euro al 30 settembre 2014) ed è attribuibile principalmente alla valutazione a Patrimonio netto della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A..

Il corrispondente periodo del precedente esercizio beneficiava dei risultati della partecipata Dolomiti Energia S.p.A., positivi per 5 milioni euro.

Gli **“Oneri per imposte sui redditi”** nel periodo in esame sono risultati pari a 97 milioni di euro (127 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Ricordiamo 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”*), a decorrere 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. Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2014, invece, recepiva gli effetti dell’addizionale.

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 con conseguenti benefici, rispetto all’anno precedente, sia sulle imposte correnti che sulle imposte differite attive iscritte a fronte del Fondo benefici dipendenti. Sempre con riferimento all’IRAP, le imposte degli esercizi precedenti e quelle di periodo recepiscono il nuovo criterio di calcolo, basato sull’applicazione dell’art. 6, co. 9, del Decreto Legislativo 15 dicembre 1997, n. 446 (metodo cd. delle *“holding industriali”*), introdotto a seguito della conferma positiva, da parte dell’Agenzia delle entrate, alla specifica richiesta di interpello presentata da A2A.

Il **“Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo”**, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti, è risultato pari a 237 milioni di euro (159 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Il “**Capitale investito**” consolidato al 30 settembre 2015 ammonta a 6.461 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 3.323 milioni di euro e nella Posizione Finanziaria per 3.138 milioni di euro.

Il “**Capitale di funzionamento**” ammonta a 406 milioni di euro, in aumento di 58 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 dei crediti commerciali e delle rimanenze di gas esistenti al 31 dicembre 2014.

Il “**Capitale immobilizzato netto**”, è pari a 6.148 milioni di euro, in diminuzione di 46 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 principalmente a causa degli ammortamenti di competenza del periodo.

La “**Posizione finanziaria netta**”, pari a 3.138 milioni di euro, è in miglioramento di 225 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, immateriali e in partecipazioni per 208 milioni di euro e dai dividendi pagati per 113 milioni di euro.

Milioni di euro	30 09 2015	31 12 2014	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	6.148	6.194	(46)
- Immobilizzazioni materiali	5.364	5.625	(261)
- Immobilizzazioni immateriali	1.312	1.318	(6)
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	82	82	-
- Altre attività/passività non correnti (*)	(61)	(287)	226
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	315	323	(8)
- Fondi rischi, oneri e passività per discariche	(532)	(498)	(34)
- Benefici a dipendenti	(332)	(369)	37
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(137)	(383)	
Capitale di funzionamento	406	348	58
- Rimanenze	236	284	(48)
- Crediti commerciali e altre attività correnti (*)	1.680	1.846	(166)
- Debiti commerciali e altre passività correnti (*)	(1.533)	(1.865)	332
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	23	83	(60)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(40)	(28)	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	(93)	-	(93)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(235)	-	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	6.461	6.542	(81)
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	3.323	3.179	144
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	3.732	3.908	(176)
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(594)	(545)	(49)
Totale Posizione finanziaria netta	3.138	3.363	(225)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	37	51	
TOTALE FONTI	6.461	6.542	(81)

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

Milioni di euro	01 01 2015 30 09 2015	01 01 2014 30 09 2014
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DEL PERIODO	(3.363)	(3.874)
Risultato netto ^(*)	249	159
Ammortamenti	297	346
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	3	5
Risultato da partecipazioni valutate ad <i>equity</i>	(3)	(7)
Imposte nette pagate	(14)	(57)
Variazioni delle attività e delle passività ^(*)	4	278
Flussi finanziari netti da attività operativa	536	724
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(206)	(205)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(2)	-
Dividendi incassati da partecipazioni	1	4
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(207)	(201)
Free cash flow	329	523
Dividendi pagati dalla capogruppo	(113)	(102)
Dividendi pagati dalle controllate	(5)	(4)
Cash flow da distribuzione dividendi	(118)	(106)
Variazione delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	14	(9)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DEL PERIODO	(3.138)	(3.466)

(*) 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.

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 rilevanza 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 (Serenò 2, San Donino, Grazzano 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.

Al 30 settembre 2015 la trasformazione a *led* dell'illuminazione pubblica cittadina è arrivata al 20%.

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*.

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

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.

Per un maggior dettaglio della causa in corso si rimanda allo specifico paragrafo nelle “Altre informazioni”.

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., Gandovere 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.

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.

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 model-

listico 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 Cancelli 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 Cancelli 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.

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 nel giugno dello scorso anno.

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 *leadership* 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 libero 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 Montenegro 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 dalle *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 direttrici:

- 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 "En&A" (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.: dimissioni e successiva nomina 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.

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

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

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.

A2A S.p.A.: inaugurato a Varese primo impianto solare per teleriscaldamento

In data 19 maggio 2015 A2A S.p.A. ha inaugurato a Varese il primo impianto solare termico per teleriscaldamento del sud Europa. L'impianto produrrà 450 megawatt/ora di energia all'anno da fonte completamente rinnovabile, pari al fabbisogno di acqua calda sanitaria di 150 appartamenti, facendo risparmiare 43 tonnellate equivalenti di petrolio ed evitando l'immissione nell'ambiente di 108 tonnellate di CO₂ all'anno.

Il teleriscaldamento solare è una tecnologia diffusa e consolidata in Danimarca, con alcuni esempi anche in Svezia, Germania e Austria. L'impianto di Varese consentirà di fornire calore attraverso la rete di teleriscaldamento della città. Il progetto di Varese è per A2A particolarmente significativo perché si colloca, insieme ad altri progetti come l'illuminazione pubblica a *led* di Brescia, Milano ed altre città lombarde, o i progetti pilota sulle *smart grid*, all'inizio del percorso disegnato dal nuovo piano industriale.

A2A S.p.A.: Assemblea degli Azionisti

L'Assemblea degli Azionisti di A2A S.p.A., tenutasi a Brescia in data 11 giugno 2015, ha:

- deliberato la nomina ad amministratori della Società di Giambattista Brivio e Maria Elena Costanza Bruna Cappello, che resteranno in carica fino alla scadenza dell'attuale Consiglio

di Amministrazione e cioè fino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016;

- approvato il bilancio della Società per l'esercizio 2014, unitamente alla proposta formulata dal Consiglio di Amministrazione di distribuire un dividendo per azione ordinaria pari a 0,0363 euro;
- espresso voto favorevole sulla prima parte della Relazione sulla Remunerazione 2015;
- autorizzato - previa revoca della deliberazione di autorizzazione all'acquisto e disposizione di azioni proprie adottata dall'Assemblea Ordinaria del 13 giugno 2014, per quanto non già utilizzato - l'Organo Amministrativo ad effettuare operazioni di acquisto e di disposizione di azioni proprie nel limite massimo di azioni proprie complessivamente detenibili di 313.290.527, tenuto conto delle azioni già possedute da A2A S.p.A. e da sue controllate, pari alla decima parte delle azioni che formano il capitale sociale, per perseguire, nell'interesse della Società e nel rispetto del principio della parità di trattamento degli azionisti e della normativa applicabile in vigore, finalità di sviluppo come le operazioni connesse a progetti industriali coerenti con le linee strategiche che la Società intende perseguire, in relazione ai quali si concretizzi l'opportunità di scambi azionari. L'acquisto delle azioni dovrà essere effettuato sui mercati regolamentati secondo modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione dei mercati stessi. Gli atti dispositivi, ed in particolare di vendita, delle azioni proprie acquistate in base all'autorizzazione assembleare o comunque già in portafoglio della Società potranno essere effettuati mediante operazioni in denaro o mediante operazioni di scambio, permuta, conferimento o altro atto di disposizione, nell'ambito di progetti industriali o operazioni di finanza straordinaria, ed in tal caso senza limiti di prezzo. All'Organo Amministrativo è stato conferito ogni più ampio potere per l'esecuzione delle deliberazioni di cui sopra per un periodo non superiore a diciotto mesi dalla data della delibera.

L'Assemblea ha conferito l'incarico di revisione legale dei conti per gli esercizi dal 2016 al 2024 alla società Reconta Ernst & Young S.p.A. ed inoltre ha approvato l'adozione del nuovo regolamento assembleare in adeguamento al sistema di amministrazione e controllo "tradizionale" adottato dalla Società.

A2A S.p.A.: Consiglio di Amministrazione

In data 22 giugno 2015 il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha valutato la sussistenza in capo ai Consiglieri Giambattista Brivio ed Elena Maria Cappello dei requisiti di indipendenza previsti dall'articolo 148, comma 3, del TUF nonché la sussistenza dei requisiti di indipendenza ai sensi dell'articolo 3 del Codice di Autodisciplina delle Società Quotate.

Nel corso della riunione, il Consiglio ha inoltre deliberato la seguente composizione per:

- Comitato Controllo e Rischi: Michaela Castelli–Presidente, Giambattista Brivio e Fausto Di Mezza;
- Comitato per la Remunerazione e le Nomine: Giovanni Comboni–Presidente, Antonio Bonomo e Dina Ravera.

EPCG Montenegro: approvato il bilancio di esercizio 2014 e deliberata restituzione di quote di capitale

In data 30 giugno 2015 l'Assemblea degli Azionisti di EPCG ha approvato il bilancio 2014, ha nominato i nuovi componenti del Consiglio di Amministrazione (con 3 consiglieri su 7 indicati da A2A) e ha approvato l'operazione straordinaria di ristrutturazione del capitale, con la copertura delle perdite cumulate pregresse, preconditione per la distribuzione dei dividendi negli anni futuri.

Contestualmente l'Assemblea ha deliberato la restituzione di una quota del capitale ai soci per un ammontare corrispondente all'utile di esercizio 2014, pari a circa 35 milioni di euro, per cui A2A S.p.A. riceverà nel secondo semestre 2015 circa 14,6 milioni di euro.

Arbitrato Asm Novara S.p.A.

Per A2A S.p.A. è imprevista in termini di esito negativo e di quantificazione della condanna la decisione relativa al procedimento arbitrale tra A2A S.p.A. e Pessina Costruzioni per la controversia legata al progetto di teleriscaldamento della città di Novara.

La vicenda, precedente all'insediamento dell'attuale C.d.A., ha origine nel 2004 ed è relativa al progetto di teleriscaldamento della città piemontese che sarebbe dovuto essere realizzato dall'ASM Novara S.p.A., oggi in liquidazione e controllata pariteticamente da A2A S.p.A. e Pessina Costruzioni. Il progetto non fu mai avviato a causa del venir meno delle condizioni di economicità e dell'interesse del Comune di Novara alla realizzazione.

A2A S.p.A. ha presentato ricorso in appello contro il Lodo e ha chiesto e ottenuto la sospensione dell'esecuzione dello stesso che ha indicato in 37,9 milioni di euro il risarcimento da riconoscere a Pessina Costruzioni.

A2A S.p.A. sottolinea che il collegio arbitrale è pervenuto a tale decisione senza l'emissione di ordinanze intermedie, senza che le parti proponessero istanze istruttorie e senza che fosse disposta alcuna consulenza tecnica, usuale e senz'altro necessaria in procedimenti di tale complessità ed entità.

Della questione A2A S.p.A. ha informato il mercato a partire dalla Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2012 tenendo sempre aggiornato lo stato della causa nello specifico paragrafo “Altre informazioni”.

A2A S.p.A.: Standard & Poor’s conferma il *rating* BBB/A-2 di lungo e breve termine e migliora l’*outlook* del *rating* da “*negative*” a “*stable*”

In data 20 luglio 2015 Standard & Poor’s ha migliorato l’*outlook* del *rating* di A2A S.p.A. che è passato da “*negative*” a “*stable*”, confermando il *rating* BBB/A-2 di lungo e breve termine. Il miglioramento dell’*outlook* riflette la positiva *financial policy* della società e l’impegno di portare avanti la continua riduzione del debito nonostante le difficili condizioni di mercato. Standard & Poor’s ha inoltre positivamente considerato il previsto riposizionamento strategico del *business mix* della società, associato al miglioramento della struttura finanziaria.

A2A S.p.A.: la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) finanzia gli investimenti del Gruppo per 200 milioni di euro

In data 23 luglio 2015 la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) e A2A S.p.A. hanno sottoscritto un contratto di finanziamento per 200 milioni di euro, con una durata di 15 anni, per la realizzazione di investimenti relativi alla distribuzione elettrica, alla distribuzione gas e all’illuminazione pubblica.

Il programma di investimenti è diretto ad ampliare e a rinnovare le reti che servono principalmente le città di Milano, Brescia e Bergamo. Nella distribuzione elettrica e gas lo scopo principale del programma è costruire e ammodernare le sottostazioni, migliorare la sicurezza e l’affidabilità delle forniture di energia elettrica e di gas, riqualificare l’*hardware* e continuare a soddisfare gli *standard* di qualità fissati dal legislatore nazionale.

Eventi di rilievo successivi al 30 settembre 2015

EPCG Montenegro: proroga degli accordi che regolano la gestione

A2A S.p.A. e il Governo del Montenegro avevano concordato di estendere i diritti di gestione di A2A S.p.A. in EPCG, regolati dagli accordi in essere dal 2009, fino al 30 settembre 2015, in modo da consentire la prosecuzione delle 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.

In data 15 ottobre 2015 A2A S.p.A. e il Governo del Montenegro hanno concordato un *term sheet* al fine di regolare la stesura dei nuovi accordi per la gestione della società montenegrina; a tale riguardo le parti hanno stabilito di prolungare fino al 15 dicembre 2015 gli accordi in essere dal 2009.

39

Edipower S.p.A.: approvato progetto di scissione non proporzionale

In data 26 ottobre 2015, nell'ambito degli accordi sottoscritti in occasione dell'operazione di acquisizione di Edipower S.p.A. avvenuta il 24 maggio 2012, le assemblee straordinarie di Edipower S.p.A. e di Cellina Energy, società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A., hanno approvato il progetto di scissione non proporzionale di Edipower S.p.A..

L'operazione prevede l'assegnazione a Cellina Energy di un compendio costituito da un complesso di impianti idroelettrici di titolarità di Edipower S.p.A. e dai rapporti giuridici attivi e passivi ad essi funzionali, il personale operante in tali impianti nonché elementi patrimoniali attivi e passivi.

L'operazione si inquadra nell'ambito di un accordo quadro diretto a disciplinare i presupposti, i termini e le condizioni, nonché i tempi di realizzazione, dell'uscita dal capitale sociale di Edipower S.p.A. non solo di Società Elettrica Altoatesina S.p.A. ma anche dei soci finanziari Banca Popolare di Milano S.c.a.r.l., Fondazione Cassa di Risparmio di Torino e Mediobanca - Banca di Credito Finanziario S.p.A..

L'operazione avrà efficacia, non appena decorsi i termini di legge e perfezionati gli adempimenti necessari per poter firmare l'atto di scissione, nella prima parte del primo trimestre 2016 e prevede un meccanismo di aggiustamento in relazione alla situazione patrimoniale alla data di efficacia della scissione.

A valle di tale operazione, il capitale sociale di Edipower S.p.A. sarà interamente detenuto da A2A S.p.A.. Ciò comporterà per Edipower S.p.A. un determinante recupero in termini di competitività e per l'intero Gruppo A2A una significativa semplificazione gestionale, oltre all'integrazione e all'efficientamento degli impianti a ciclo combinato, presupposto indispensabile per generare sinergie e valore in un settore attualmente in sofferenza come quello della generazione a gas.

A2A S.p.A.: inviata proposta non vincolante per rilevare la maggioranza di Linea Group Holding

In data 22 settembre 2015 A2A S.p.A. ha inviato a Linea Group Holding una proposta non vincolante per rilevarne la maggioranza, dando seguito alla sottoscrizione di una lettera di intenti siglata in data 8 giugno 2015 da A2A S.p.A. e Linea Group Holding, finalizzata alla valutazione di possibili operazioni di *partnership* di natura industriale.

Il 6 ottobre 2015, le parti hanno dato avvio ad una fase supplementare, attraverso una *due diligence*, con lo scopo di raggiungere un'intesa sui principi chiave dell'operazione. Il 9 novembre 2015 A2A S.p.A. ha presentato un'offerta vincolante ai soci di Linea Group Holding che prevede l'ingresso di A2A S.p.A. nel capitale della *multiutility* pari al 51%. La scadenza dei termini per l'accettazione definitiva dell'offerta è fissata per il 21 dicembre 2015.

A2A e Sorigenia siglano gli accordi per l'utilizzo di due centrali a ciclo combinato

Nel mese di novembre 2015 sono diventati operativi gli accordi, della durata di cinque anni, tra A2A e Sorigenia per l'utilizzo della capacità produttiva di due centrali turbogas a ciclo combinato. I contratti prevedono che Sorigenia utilizzerà a partire dal 1° novembre 2015 la centrale da 800 MW di proprietà di A2A situata a Gissi, in provincia di Chieti, e analogamente, A2A utilizzerà la centrale di Lodi da 800 MW di proprietà di Sorigenia. I contratti prevedono che gli impianti restino nelle rispettive proprietà, senza alcun impatto occupazionale. L'acquisto del gas e la vendita dell'energia prodotta saranno invece gestiti da Sorigenia per la centrale di Gissi e da A2A per la centrale di Lodi.

Evoluzione prevedibile della gestione

Gli ottimi risultati conseguiti dal Gruppo nei primi nove mesi dell'anno e le molteplici iniziative di sviluppo ed efficienza operativa in essere fanno ritenere che, in presenza di una termicità normale, il Margine Operativo Lordo ("Ebitda") del Gruppo per il 2015 possa essere superiore, di circa il 2,5%, dell'obiettivo previsto dal Piano Industriale 2015-2019 ed attestarsi quindi a circa 1.035 milioni di euro. La miglior marginalità operativa abbinata alla riduzione del carico fiscale derivante dalla abolizione della *Robin Hood Tax* e delle modifiche normative in materia di IRAP fanno inoltre ritenere che anche l'utile netto possa attestarsi a livelli superiori a quanto originariamente atteso. La Posizione Finanziaria Netta, infine, è attesa a circa 3,1 miliardi di euro in ulteriore riduzione rispetto a quanto riportato nella trimestrale al 30 settembre 2015.

Prospetti contabili consolidati

Situazione
patrimoniale-finanziaria
consolidata ⁽¹⁾

Attività

Milioni di euro	Note	30 09 2015	31 12 2014	30 09 2014
ATTIVITÀ NON CORRENTI				
Immobilizzazioni materiali	1	5.364	5.625	5.787
Immobilizzazioni immateriali	2	1.312	1.318	1.310
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	3	74	74	126
Altre attività finanziarie non correnti	3	71	65	49
Attività per imposte anticipate	4	315	323	331
Altre attività non correnti	5	38	43	63
Totale attività non correnti		7.174	7.448	7.666
ATTIVITÀ CORRENTI				
Rimanenze	6	236	284	350
Crediti commerciali	7	1.384	1.591	1.407
Altre attività correnti	8	296	255	275
Attività finanziarie correnti	9	139	126	137
Attività per imposte correnti	10	72	85	47
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	514	544	509
Totale attività correnti		2.641	2.885	2.725
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	12	202	0	0
TOTALE ATTIVO		10.017	10.333	10.391

(1) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 38 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

Patrimonio netto e passività

Milioni di euro	Note	30 09 2015	31 12 2014	30 09 2014
PATRIMONIO NETTO				
Capitale sociale	13	1.629	1.629	1.629
(Azioni proprie)	14	(61)	(61)	(61)
Riserve	15	929	1.048	1.086
Risultato d'esercizio	16	-	(37)	-
Risultato del periodo	16	237	-	159
Patrimonio netto di Gruppo		2.734	2.579	2.813
Interessi di minoranze	17	589	600	595
Totale Patrimonio netto		3.323	3.179	3.408
PASSIVITÀ				
Passività non correnti				
Passività finanziarie non correnti	18	3.779	3.931	4.016
Benefici a dipendenti	19	332	369	355
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	20	532	498	518
Altre passività non correnti	21	115	364	372
Totale passività non correnti		4.758	5.162	5.261
Passività correnti				
Debiti commerciali	22	993	1.254	1.080
Altre passività correnti	22	540	611	502
Passività finanziarie correnti	23	97	125	129
Debiti per imposte	24	49	2	11
Totale passività correnti		1.679	1.992	1.722
Totale passività		6.437	7.154	6.983
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	25	257	-	-
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		10.017	10.333	10.391

Conto economico consolidato ⁽¹⁾

Milioni di euro	Note	01 01 2015 30 09 2015	01 01 2014 30 09 2014	3° trim. 2015	3° trim. 2014
Ricavi					
Ricavi di vendita e prestazioni		3.515	3.464	1.138	989
Altri ricavi operativi		123	168	33	61
Totale ricavi	27	3.638	3.632	1.171	1.050
Costi operativi					
Costi per materie prime e servizi		2.179	2.183	713	589
Altri costi operativi		182	189	57	82
Totale costi operativi	28	2.361	2.372	770	671
Costi per il personale	29	463	477	149	147
Margine operativo lordo	30	814	783	252	232
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	31	360	364	112	115
Risultato operativo netto	32	454	419	140	117
Risultato da transazioni non ricorrenti	33	(1)	11	-	11
Gestione finanziaria					
Proventi finanziari		15	15	4	3
Oneri finanziari		125	154	37	41
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni		3	7	-	2
Risultato da cessione di altre partecipazioni (AFS)		-	-	-	-
Totale gestione finanziaria	34	(107)	(132)	(33)	(36)
Risultato al lordo delle imposte		346	298	107	92
Oneri per imposte sui redditi	35	97	127	20	26
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte		249	171	87	66
Risultato netto da attività operative cessate		-	-	-	-
Risultato netto		249	171	87	66
Risultato di pertinenza di terzi		(12)	(12)	(2)	(4)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	36	237	159	85	62

(1) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 38 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

Per il dettaglio del Risultato per azione si rimanda alla specifica nota “(37) Risultato per azione”.

Conto economico complessivo consolidato

Milioni di euro	30 09 2015	30 09 2014	3° trim. 2015	3° trim. 2014
Risultato del periodo (A)	249	171	87	66
Utili/(perdite) attuariali su benefici a dipendenti iscritti a Patrimonio netto	22	(21)	-	-
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite) attuariali	(4)	6	-	-
Totale utili/(perdite) attuariali al netto dell'effetto fiscale (B)	18	(15)	-	-
Parte efficace degli utili/(perdite) sugli strumenti di copertura degli strumenti finanziari ("cash flow hedge")	22	(11)	(8)	28
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite)	(6)	4	3	(10)
Totale Altri utili/(perdite) al netto dell'effetto fiscale delle società consolidate integralmente (C)	16	(7)	(5)	18
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)	283	149	82	84
Totale risultato complessivo attribuibile a:				
Soci della controllante	271	137	80	80
Interessenze di pertinenza di terzi	12	12	2	4

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

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	30 09 2015	31 12 2014	30 09 2014
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DEL PERIODO/ESERCIZIO	544	376	376
Attività operativa			
Risultato netto ^(*)	249	(30)	159
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	250	385	301
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	47	61	45
Svalutazioni/smobilizzi immobilizzazioni materiali e immateriali	3	169	5
Risultato di partecipazioni valutate ad equity	(3)	45	(7)
Imposte nette pagate (a)	(14)	(133)	(57)
Variazione delle attività e delle passività al lordo delle imposte pagate (b)	4	443	278
Totale variazione delle attività e delle passività (a+b) ^(*)	(10)	310	221
Flussi finanziari netti da attività operativa	536	940	724
Attività di investimento			
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(153)	(237)	(160)
Investimenti in immobilizzazioni immateriali e avviamento	(53)	(70)	(45)
Investimenti in partecipazioni e titoli ^(*)	(2)	-	-
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	-	-	-
Dividendi incassati da partecipazioni valutate ad equity e altre partecipazioni	1	4	4
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(207)	(303)	(201)

(*) 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.

Milioni di euro	30 09 2015	31 12 2014	30 09 2014
Free cash flow	329	637	523
Attività di finanziamento			
Variazione delle attività finanziarie (*)	(67)	(46)	(47)
Variazione delle passività finanziarie (*)	(106)	(195)	(189)
Interessi finanziari netti pagati	(68)	(122)	(48)
Dividendi pagati dalla capogruppo	(113)	(102)	(102)
Dividendi pagati dalle controllate	(5)	(4)	(4)
Flussi finanziari netti da attività di finanziamento	(359)	(469)	(390)
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE	(30)	168	133
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DEL PERIODO/ESERCIZIO	514	544	509

Prospetto delle variazioni
dei conti di Patrimonio netto
consolidato

Descrizione <i>Millioni di euro</i>	Capitale Sociale	Azioni Proprie	Cash Flow Hedge
	Nota 13	Nota 14	Nota 15
Patrimonio netto al 31.12.2013	1.629	(61)	(23)
Variazioni dei primi nove mesi del 2014			
Destinazione del risultato 2013			
Distribuzione dividendi			
Riserva IAS 19 (*)			
Riserva IAS 32 e IAS 39 (*)			(7)
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi			
Patrimonio netto al 30.09.2014	1.629	(61)	(30)
Variazioni del quarto trimestre 2014			
Destinazione del risultato 2013			
Distribuzione dividendi			
Riserva IAS 19 (*)			
Riserva IAS 32 e IAS 39 (*)			(21)
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)
Variazioni dei primi nove mesi del 2015			
Destinazione del risultato 2014			
Distribuzione dividendi			
Riserva IAS 19 (*)			
Riserva IAS 32 e IAS 39 (*)			16
Put option su azioni Aspem S.p.A.			
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi			
Patrimonio netto al 30.09.2015	1.629	(61)	(35)

(*) Concorrono alla formazione del Conto economico complessivo.

	Altre Riserve e utili a nuovo	Risultato del periodo/ esercizio di Gruppo	Totale Patrimonio netto di Gruppo	Interessi di minoranze	Totale Patrimonio netto
	Nota 15	Nota 16		Nota 17	
	1.184	62	2.791	557	3.348
	62	(62)			
	(102)		(102)	(4)	(106)
	(15)		(15)		(15)
			(7)		(7)
	(13)		(13)	30	17
		159	159	12	171
	1.116	159	2.813	595	3.408
	(15)		(15)		(15)
			(21)		(21)
	(1)		(1)		(1)
	(1)		(1)	(2)	(3)
		(196)	(196)	7	(189)
	1.099	(37)	2.579	600	3.179
	(37)	37			
	(113)		(113)	(5)	(118)
	18		18		18
			16		16
				1	1
	(3)		(3)	(19)	(22)
		237	237	12	249
	964	237	2.734	589	3.323

Note illustrative al Resoconto intermedio di gestione

Informazioni di carattere generale

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

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

Il Gruppo A2A è principalmente impegnato nei settori:

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

Il Resoconto intermedio di gestione

Il Resoconto intermedio di gestione (di seguito “**Resoconto**”) al 30 settembre 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 Resoconto del Gruppo A2A al 30 settembre 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 Resoconto 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 Resoconto al 30 settembre 2015 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione il 12 novembre 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.

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 30 settembre 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*).

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 dei primi nove mesi 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.

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

A decorrere dal 1° gennaio 2015 sono state applicate alcune integrazioni conseguenti a specifici paragrafi dei principi contabili internazionali già adottati dal Gruppo nei presedenti esercizi, nessuna delle quali ha determinato un effetto 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'allocatione 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";

- 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” e rilevata al *fair value* con rilevazione degli effetti a conto economico; 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 con l’introduzione di un nuovo obbligo informativo, richiedendo una breve descrizione dei settori operativi che sono stati aggregati e degli indicatori economici che sono stati utilizzati per tale aggregazione;
- 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* (cosiddetta *management company*);
- 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”.

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 avvalsesse di tale opzione, le variazioni di *fair value* di tali strumenti mai possono essere riclassificate dal Patrimonio netto al Conto economico. I dividendi invece continuano ad essere rilevati in Conto economico.

L’IFRS 9 non ammette riclassificazioni tra le due categorie di attività finanziarie se non nei rari casi in cui vi è una modifica nel modello di *business* dell’entità. In tal caso gli effetti della riclassifica si applicano prospetticamente.

Infine l’informativa richiesta nelle note è stata adeguata alla classificazione ed alle regole di valutazione introdotte dall’IFRS 9.

In data 19 novembre 2013 lo IASB ha emesso un emendamento al principio in esame, che riguarda principalmente i seguenti aspetti:

- (i) la sostanziale revisione del cd. “*Hedge accounting*”, che consentirà alle società di riflettere meglio le loro attività di gestione dei rischi nell’ambito del bilancio;
- (ii) è consentita la modifica di trattamento contabile delle passività valutate al *fair value*:

in particolare gli effetti di un peggioramento del rischio di credito della società non verranno più iscritti a Conto economico;

- (iii) viene prorogata la data di entrata in vigore del principio in oggetto, fissata inizialmente con decorrenza dal 1° gennaio 2015.

Nel corso del mese di luglio 2014 è stata pubblicata una parziale modifica del principio, con l'introduzione, in tema di valutazione di classi di strumenti finanziari, del modello basato sulla perdita attesa del credito che sostituisce il modello di *impairment* fondato sulle perdite realizzate. L'emendamento in esame è applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2018;

- IFRS 10 “Bilancio consolidato”: la modifica al presente principio, emessa in data 18 dicembre 2014 riguarda l'esenzione dalla presentazione del bilancio consolidato qualora la controllante abbia partecipazioni in “*investment entities*” che valutano le proprie controllate al *fair value*. L'emendamento al principio è applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016;
- 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 1° 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 1° 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.

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

- IAS 1 “Presentazione del bilancio”: emanata dallo IASB in data 18 dicembre 2014 e applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016, la modifica al principio in esame chiarisce esplicitamente che le *disclosures* non significative non devono essere fornite anche se espressamente richieste da uno specifico IFRS. In merito alle note esplicative al bilancio, non è previsto uno specifico ordine e quindi la società potrebbe anche decidere di presentare le note per singola voce di bilancio, commentando il contenuto e le variazioni del periodo insieme alla descrizione del principio contabile applicato per quella voce. La modifica al principio in oggetto intende inoltre fornire chiarimenti in merito alla aggregazione o disaggregazione di voci di bilancio qualora il loro importo sia rilevante o “materiale”. In particolare, la modifica al principio richiede che non si proceda con l’aggregazione di poste di bilancio con caratteristiche differenti o con la disaggregazione di voci di bilancio che renda difficoltosa l’informativa e la lettura del bilancio stesso. Inoltre, con riferimento all’esposizione della posizione finanziaria di una entità, l’emendamento chiarisce la necessità di disaggregare alcune voci previste dai paragrafi 54 (Posizione finanziaria) e 82 (Conto economico) dello IAS 1;
- Modifiche annuali agli IFRS 2012-2014: in data 25 settembre 2014 lo IASB ha pubblicato una serie di emendamenti ad alcuni principi contabili internazionali, applicabili con decorrenza dal 1° gennaio 2016. Le modifiche riguardano:
 - (i) IFRS 5 “Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate”;
 - (ii) IFRS 7 “Strumenti finanziari: informazioni integrative”;
 - (iii) IAS 19 “Benefici a dipendenti”;
 - (iv) IAS 34 “Bilanci intermedi”.

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

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

La modifica dello IAS 19 proposta, chiarisce che 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 un processo di ammortamento basato sui ricavi non può essere applicato con riferimento agli elementi di immobili, impianti e macchinari, in quanto tale metodo si basa su fattori (ad esempio volumi e prezzi di vendita) che non rappresentano l’effettivo consumo dei benefici economici dell’attività sottostante. Il divieto sopra indicato è stato incluso anche nello IAS 38, in base al quale le attività immateriali potranno essere ammortizzate sulla base dei ricavi solo se si riesce a dimostrare che i ricavi e il consumo dei benefici economici dell’attività immateriale sono altamente correlati;
- 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 1° gennaio 2016.

Area di consolidamento

Il Resoconto del Gruppo A2A al 30 settembre 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.

Si segnala che a seguito dell'acquisizione avvenuta nel mese di aprile 2015 della restante quota del 50% del Capitale sociale della società Bellisolina S.r.l., quest'ultima, consolidata in precedenza con il metodo del Patrimonio netto, a partire dal 30 giugno 2015 è controllata al 100% da A2A Ambiente S.p.A. ed è stata pertanto consolidata integralmente.

In seguito all'acquisizione dell'ulteriore quota del 50% del Capitale sociale della società Bergamo Servizi S.r.l., quest'ultima, precedentemente valutata con il metodo del Patrimonio netto, a partire dalla chiusura del 30 giugno 2015 è controllata al 100% da Aprica S.p.A. ed è stata consolidata integralmente.

Nel corso del primo semestre 2015 si è infine perfezionato l'acquisto dell'ulteriore quota del 30% del Capitale sociale di SED S.r.l. da parte di A2A Ambiente S.p.A.. A partire dal 30 giugno 2015 SED S.r.l. risulta controllata all'80% da A2A Ambiente S.p.A. e pertanto è stata consolidata con il metodo integrale.

La partecipazione in SEASM S.r.l. detenuta al 67% da A2A S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, è stata riclassificata alla voce "Attività non correnti destinate alla vendita" a seguito della decisione del *management* di cedere la partecipazione, come meglio descritto alla nota n. 12 "Attività non correnti destinate alla vendita".

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.

65

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 30 settembre 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.

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, dà luogo a una passività finanziaria per il valore attuale del prezzo di esercizio dell’opzione.

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

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

Procedure di consolidamento

Procedura generale

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

Nella preparazione 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 S.p.A. con la nomina di *CEO* e *CFO* ha di fatto ottenuto il controllo, applicando effettivamente quanto previsto nell'accordo d'acquisto, ossia avendo la possibilità di gestire la società in modo sostanziale.

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

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

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

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

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

In particolare per quanto attiene la partecipazione detenuta in PremiumGas S.p.A. il Gruppo vanta diritti esclusivamente legati ai risultati conseguiti dalla società; la sua attività non è finalizzata esclusivamente alla commercializzazione di gas nei confronti di società appartenenti al Gruppo, garantendo pertanto la propria continuità indipendentemente dai rapporti commerciali in essere con il Gruppo stesso.

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

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

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

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

Opzioni con terzi

a) 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 compagine azionaria di Edipower S.p.A. in data 1° 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 30 settembre 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 riclassificato dalla voce "Altre passività non correnti" alla voce "Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita" a seguito dell'accordo sottoscritto, in data 26 ottobre 2015, tra A2A S.p.A. e Cellina Energy, società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina (SEL) che ha approvato il progetto di scissione non proporzionale di Edipower S.p.A. avente come obiettivo la riorganizzazione complessiva degli assetti proprietari della società cosicché ad esito dell'operazione A2A S.p.A. venga a detenere il 100% di Edipower S.p.A., al fine di consentire nel tempo una più organica valorizzazione dei diversi assets, anche attraverso una diversa gestione strategica e una diversa compartecipazione ai relativi valori. Il perimetro degli assets oggetto dello scorporo si riferisce agli assets dell'asta idroelettrica del Torrente Cellina nonché a 18 impianti cosiddetti "mini-idro". Per maggiori informazioni si rimanda al paragrafo "Eventi di rilievo successivi al 30 settembre 2015".

c) 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 prorogato al mese di dicembre 2015, 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 30 settembre 2015.

d) Ergosud S.p.A. opzione call

A seguito dell'acquisto da parte di Energeticky a Prumyslovy Holding a.s. (EPH) della partecipazione detenuta da E.ON in Ergosud S.p.A., la società A2A S.p.A. ha proceduto a rinunciare ai propri diritti di prelazione sulle azioni della partecipata a fronte della sottoscrizione di un *term sheet* (avvenuta in data 29 giugno 2015). Il *term sheet* riconosce ad A2A S.p.A., tra l'altro, un diritto di *call option* esercitabile in una finestra temporale di 42 giorni a partire dal 24 luglio 2015 a un prezzo predeterminato. A2A S.p.A. non ha esercitato l'opzione che risulta pertanto decaduta.

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

Dati di sintesi al 30 settembre 2015 <i>Millioni di euro</i>	Società partecipata da A2A Ambiente 50% (*)	PremiumGas 50%	Metamer 50% dati al 30 06 2015
CONTO ECONOMICO			
Ricavi di vendita	0,3	-	6,4
Margine operativo lordo	-	(0,4)	0,5
% sui ricavi netti	0,0%	n.s.	7,8%
Ammortamenti e svalutazioni	(0,6)	-	(0,1)
Risultato operativo netto	0,7	(0,4)	0,4
Risultato del periodo	0,5	(0,3)	0,3
SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA			
Totale attività	3,5	4,8	6,3
Patrimonio netto	(0,5)	3,0	1,5
(Indebitamento) finanziario netto	0,2	0,2	3,0

(*) Bergamo Pulita S.r.l.

Dati di sintesi al 30 settembre 2014 <i>Millioni di euro</i>	Società Gruppo A2A Ambiente 50% (*) dati al 30 09 2014	Premiumgas 50% dati al 30 09 2014	Metamer 50% dati al 30 09 2014	Ergosud 50% dati al 31 12 2013
CONTO ECONOMICO				
Ricavi di vendita	6,6	3,8	9,1	33,5
Margine operativo lordo	0,6	(0,5)	0,6	18,2
% sui ricavi netti	9,1%	(13,2%)	6,6%	54,3%
Ammortamenti e svalutazioni	0,7	-	0,1	11,5
Risultato operativo netto	(0,1)	(0,5)	0,5	6,7
Risultato del periodo	(0,2)	(0,5)	0,3	3,1
SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA				
Totale attività	11,3	5,3	5,1	224,2
Patrimonio netto	0,7	2,6	1,5	85,1
(Indebitamento) finanziario netto	(1,0)	0,6	1,8	(124,7)

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

Stagionalità dell'attività

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

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

Sintesi dei risultati per settore di attività

Milioni di euro	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente		
	01 01 15 30 09 15	01 01 14 30 09 14	01 01 15 30 09 15	01 01 14 30 09 14	01 01 15 30 09 15	01 01 14 30 09 14	
Ricavi	2.030	2.053	974	1.078	604	584	
- di cui intersettoriali	518	605	32	51	59	68	
Margine Operativo Lordo	291	287	78	63	161	165	
% sui Ricavi	14,3%	14,0%	8,0%	5,8%	26,7%	28,3%	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(127)	(161)	(13)	(14)	(50)	(63)	
Risultato operativo netto	164	126	65	49	111	102	
% sui Ricavi	8,1%	6,1%	6,7%	4,5%	18,4%	17,5%	
Risultato da transazioni non ricorrenti							
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria							
Risultato al lordo delle imposte							
Oneri per imposte sui redditi							
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte							
Risultato netto da attività operative cessate							
Risultato di pertinenza di terzi							
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo							
Investimenti lordi ⁽¹⁾	36	25	2	4	37	32	

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

Si segnala che i dati economici dal 1° gennaio al 30 settembre 2014 e del terzo trimestre 2014 e i dati patrimoniali al 31 dicembre 2014 sono stati riallocati per “Business Unit” a seguito della riorganizzazione aziendale effettuata dal Management, come meglio descritto al paragrafo “Risultati per settore di attività”.

	Calore e Servizi		Reti		EPCG		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	01 01 15 30 09 15	01 01 14 30 09 14	01 01 15 30 09 15	01 01 14 30 09 14	01 01 15 30 09 15	01 01 14 30 09 14	01 01 15 30 09 15	01 01 14 30 09 14	01 01 15 30 09 15	01 01 14 30 09 14	01 01 15 30 09 15	01 01 14 30 09 14
	161	169	511	518	181	176	131	143	(954)	(1.089)	3.638	3.632
	20	29	204	205	-	-	121	131	(954)	(1.089)		
	40	34	213	208	43	42	(12)	(16)			814	783
	24,8%	20,1%	41,7%	40,2%	23,8%	23,9%	(9,2%)	(11,2%)			22,4%	21,6%
	(22)	(25)	(68)	(66)	(26)	(29)	(54)	(6)			(360)	(364)
	18	9	145	142	17	13	(66)	(22)			454	419
	11,2%	5,3%	28,4%	27,4%	9,4%	7,4%	(50,4%)	(15,4%)			12,5%	11,5%
											(1)	11
											(107)	(132)
											346	298
											(97)	(127)
											249	171
											-	-
											(12)	(12)
											237	159
	33	44	78	77	16	18	4	5	-	-	206	205

Milioni di euro	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente		
	3° trim. 2015	3° trim. 2014	3° trim. 2015	3° trim. 2014	3° trim. 2015	3° trim. 2014	
Ricavi	649	565	275	275	198	183	
- di cui intersettoriali	101	119	8	14	16	15	
Margine Operativo Lordo	99	94	24	16	51	50	
% sui Ricavi	15,3%	16,6%	8,7%	5,8%	25,8%	27,3%	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(45)	(40)	(5)	(7)	(18)	(23)	
Risultato operativo netto	54	54	19	9	33	27	
% sui Ricavi	8,3%	9,6%	6,9%	3,3%	16,7%	14,8%	
Investimenti lordi	8	10	1	1	14	11	

78

Milioni di euro	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente		
	30 09 15	31 12 14	30 09 15	31 12 14	30 09 15	31 12 14	
Immobilizzazioni materiali	2.463	2.711	2	2	428	433	
Immobilizzazioni immateriali	52	90	62	64	12	12	
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	641	776	415	578	333	352	
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	644	905	257	393	234	258	

	Calore e Servizi		Reti		EPCG		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	3° trim. 2015	3° trim. 2014	3° trim. 2015	3° trim. 2014	3° trim. 2015	3° trim. 2014	3° trim. 2015	3° trim. 2014	3° trim. 2015	3° trim. 2014	3° trim. 2015	3° trim. 2014
	15	23	160	158	63	57	42	48	(231)	(259)	1.171	1.050
	1	7	66	62	-	-	39	42	(231)	(259)		
	(7)	(5)	77	70	11	12	(3)	(5)			252	232
	(46,7%)	(21,7%)	48,1%	44,3%	17,5%	21,1%	(7,1%)	(10,4%)			21,5%	22,1%
	(6)	(10)	(24)	(22)	(9)	(9)	(5)	(4)			(112)	(115)
	(13)	(15)	53	48	2	3	(8)	(9)			140	117
	(86,7%)	(65,2%)	33,1%	30,4%	3,2%	5,3%	(19,0%)	(18,8%)			12,0%	11,1%
	10	19	30	33	9	6	1	1	-	-	73	81

	Calore e Servizi		Reti		EPCG		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	30 09 15	31 12 14	30 09 15	31 12 14	30 09 15	31 12 14	30 09 15	31 12 14	30 09 15	31 12 14	30 09 15	31 12 14
	571	561	1.000	990	811	818	185	209	(96)	(99)	5.364	5.625
	34	34	1.299	1.290	3	3	52	54	(202)	(229)	1.312	1.318
	42	110	256	264	211	210	60	124	(435)	(697)	1.523	1.717
	52	100	184	230	35	25	111	154	(427)	(686)	1.090	1.379

Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

A seguito dell'acquisizione avvenuta nel secondo trimestre dell'esercizio di ulteriori quote di partecipazioni, le società Bellisolina S.r.l., Bergamo Servizi S.r.l. e SED S.r.l., precedentemente valutate con il metodo del Patrimonio netto, a partire da giugno 2015 sono state consolidate integralmente, come meglio descritto al paragrafo "Area di consolidamento".

La partecipazione in SEASM S.r.l. detenuta al 67% da A2A S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, è stata riclassificata, in quanto trattasi di un'operazione di *discontinued operation* in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5, alla voce "Attività non correnti destinate alla vendita" a seguito della decisione del *management* di cedere la partecipazione, come meglio descritto alla nota n. 12 "Attività non correnti destinate alla vendita".

Le attività e le passività di Edipower S.p.A. oggetto dell'accordo sottoscritto tra A2A S.p.A. e Cellina Energy, società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A., che ha approvato il progetto di scissione non proporzionale di Edipower S.p.A., sono state riclassificate, trattandosi di un'operazione considerata come *disposal group* ai sensi dell'IFRS 5, alle voci "Attività non correnti destinate alla vendita" e "Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita", come meglio descritto alle note n. 12 e 25 delle presenti Note illustrative.

ATTIVITÀ

Attività non correnti

1) Immobilizzazioni materiali

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Primo consolida- mento Bellisolina/ SED e Bergamo Servizi	Variazioni del periodo					Valore al 30 09 2015
			Investi- menti/ acquisiz.	Altre variazioni	Dismis- sioni e cessioni	Ammorta- menti	Totale variazioni	
Terreni	270	2		(4)		(1)	(5)	267
Fabbricati	949	2	2	(16)		(30)	(44)	907
Impianti e macchinari	4.136	1	45	(72)	(2)	(197)	(226)	3.911
Attrezzature industriali e commerciali	20		2			(3)	(1)	19
Altri beni	52		10	3		(10)	3	55
Discariche	30			(2)		(4)	(6)	24
Immobilizzazioni in corso e acconti	109		84	(80)			4	113
Migliorie su beni di terzi	57		10	3		(4)	9	66
Beni in leasing	2			1		(1)		2
Totale	5.625	5	153	(167)	(2)	(250)	(266)	5.364
di cui:								
Costo storico	10.089	11	153	(234)	(9)		(90)	10.010
Fondo ammortamento	(4.464)	(6)		67	7	(250)	(176)	(4.646)

Le “Immobilizzazioni materiali” al 30 settembre 2015 sono pari a 5.364 milioni di euro (5.625 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e presentano un decremento, al netto del primo consolidamento delle società Bellisolina, SED e Bergamo Servizi, di 266 milioni di euro.

Le variazioni del periodo sono le seguenti:

- incremento di 5 milioni di euro dovuto al primo consolidamento delle società SED S.r.l., Bellisolina S.r.l. e Bergamo Servizi S.r.l.;
- incremento di 153 milioni di euro dovuto agli investimenti effettuati, così come meglio descritto di seguito;
- decremento di 167 milioni di euro per altre variazioni relative per 161 milioni di euro alla riclassificazione alla voce “Attività non correnti destinate alla vendita” degli assets dell’asta idroelettrica del Torrente Cellina e di 18 impianti cosiddetti “mini-idro” oggetto dell’accordo tra A2A S.p.A. e Cellina Energy, società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A., che ha approvato il progetto di scissione non proporzionale di Edipower S.p.A., come meglio descritto al paragrafo “Eventi di rilievo successivi al 30 settembre 2015”, per 2 milioni di euro alla riclassificazione alla voce “Attività non correnti destinate alla vendita” degli assets relativi alla sottostazione elettrica da 380 kV denomi-

nata “Voghera” di proprietà della società SEASM S.r.l. oggetto di cessione, nonché per 4 milioni di euro all’effetto della variazione del tasso di attualizzazione delle “Discariche” e del *decommissioning*;

- decremento di 2 milioni di euro per smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
- riduzione di 250 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 35 milioni di euro e ha riguardato per 17 milioni di euro lavori sulle centrali di Cassano, Monfalcone, Gissi, Chivasso, Piacenza, San Filippo del Mela e Sermide; per 18 milioni di euro gli investimenti sulle centrali dei nuclei Calabria, Valtellina, nonché Mese e Udine;
- per la *Business Unit* Ambiente gli investimenti di 37 milioni di euro si riferiscono: per 13 milioni di euro ad interventi su impianti di termovalorizzazione Silla 2, Brescia, Corteolona, Filago e Bergamo; per 11 milioni di euro si riferiscono principalmente ad interventi sugli impianti di trattamento di Corteolona, Acerra, Caivano, Brescia, Giussago, Asti, Bergamo, Montanaso Lombardo e Villafalletto; per 2 milioni di euro all’acquisizione di mezzi mobili per la raccolta di rifiuti nonché all’acquisizione di attrezzature; per 10 milioni di euro investimenti di Amsa nonché 1 milione di euro su impianti del Gruppo Aspem;
- per la *Business Unit* Calore e Servizi gli investimenti, pari a 33 milioni di euro, hanno interessato lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento nelle aree di Milano, Brescia, Bergamo per 12 milioni di euro, e gli interventi di manutenzione straordinaria e sviluppo sugli impianti delle aree di Milano, Brescia, Bergamo e Varese per 21 milioni di euro;
- per la *Business Unit* Reti gli investimenti sono risultati pari a 32 milioni di euro e hanno riguardato per 27 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, per 4 milioni di euro il piano di efficientamento per l’illuminazione pubblica di Milano e per 1 milione di euro investimenti sulla rete di trasporto del gas;
- per la *Business Unit* EPCG l’incremento è stato di 15 milioni di euro;
- per la *Business Unit* Altri Servizi e *Corporate* gli investimenti sono pari a 1 milione di euro.

Tra le immobilizzazioni materiali sono compresi “Beni acquistati in *leasing*” per complessivi 2 milioni di euro, iscritti con la metodologia prevista dallo IAS 17 e per i quali il debito residuo verso le società locatrici, al 30 settembre 2015, risulta pari a 2 milioni di euro.

2) Immobilizzazioni immateriali

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo					Valore al 30 09 2015
		Investi- menti/ acquisiz.	Ricl./Altre variazioni	Smobilizzi/ cessioni	Ammorta- menti	Totale variazioni	
Diritti di brevetto industriale e utilizzazione opere dell'ingegno	34	3	1		(12)	(8)	26
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	766	43	2	(1)	(34)	10	776
Immobilizzazioni in corso	15	7	(3)			4	19
Altre immobilizzazioni immateriali	21		(11)		(1)	(12)	9
Avviamento	482						482
Totale	1.318	53	(11)	(1)	(47)	(6)	1.312

Le “Immobilizzazioni immateriali” al 30 settembre 2015 sono pari a 1.312 milioni di euro (1.318 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e presentano un decremento netto di 6 milioni di euro.

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

Le variazioni del periodo in esame risultano essere le seguenti:

- incremento di 53 milioni di euro dovuto agli investimenti effettuati nel periodo;
- decremento di 11 milioni di euro dovuto alla parziale cessione delle rimanenze finali al 31 dicembre 2014 dei certificati verdi del portafoglio industriale;
- decremento di 1 milione di euro per smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
- riduzione di 47 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 46 milioni di euro, sono dovuti a interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti dell’area distribuzione gas ed alla sostituzione di tubazioni interrato in media e bassa pressione per 33 milioni di euro, a lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell’acqua, sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione per 12 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 3 milioni di euro e riguardano principalmente l’implementazione di sistemi informativi;
- per la *Business Unit* Generazione e *Trading* l’incremento è pari a 1 milione di euro;
- per la *Business Unit* Commerciale l’incremento è pari a 2 milioni di euro;
- per la *Business Unit* EPCG l’incremento è pari a 1 milione di euro.

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 ven-

gono ammortizzati in funzione della stima dei benefici che si manifesteranno negli esercizi futuri. In particolare l'importo presente in bilancio, pari a 3 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 30 09 2015
		Investi- menti	Altre variazioni	Svaluta- zioni	Totale variazioni	
Avviamento	482	-	-	-	-	482
Totale	482	-	-	-	-	482

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

L' "Avviamento" al 30 settembre 2015 è riconducibile alle seguenti CGU:

CGU - Milioni di euro	
Reti elettriche	184
Ambiente	232
Reti gas	38
Gas	7
Calore Italia	21
Totale avviamento al 30 settembre 2015	482

Sulla base delle informazioni ad oggi disponibili, le variazioni (positive e negative) derivanti dagli indicatori "interni" e dagli indicatori "esterni", portano a ritenere che non sussistano elementi tali da dover considerare probabile una materiale e duratura perdita di valore degli assets della CGU energia elettrica e delle altre CGU/partecipazioni del Gruppo AzA. Conseguentemente il Gruppo non ha ritenuto necessario procedere all'*Impairment Test* che verrà effettuato a fine esercizio.

3) Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	30 09 2015
Partecipazioni in imprese valutate con il metodo del Patrimonio netto	74	-	74	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	65	6	71	57	63
Totale partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	139	6	145	57	63

Le “Partecipazioni in imprese valutate col metodo del Patrimonio netto” non presentano alcuna variazione 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	3
- svalutazioni	
- incassi dividendi di partecipazioni valutate ad equity	(1)
- cessioni	
- altre variazioni	
- riclassificazioni	(2)
Totale variazioni del periodo	-
Valore al 30 settembre 2015	74

Le variazioni intervenute sono riconducibili all’incremento dovuto alla valutazione a Patrimonio netto principalmente della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A., per 3 milioni di euro, alla diminuzione derivante dall’incasso di dividendi, per 1 milione di euro, e alla diminuzione, per 2 milioni di euro, derivante dalla riclassificazione delle partecipazioni in SED S.r.l., Bergamo Servizi S.r.l. e Bellisolina S.r.l. delle quali si è acquisito il controllo nel periodo in esame.

Le “Altre attività finanziarie non correnti” presentano al 30 settembre 2015 un saldo di 71 milioni di euro, con un incremento pari a 6 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 30 09 2015
Attività per imposte anticipate	323	(8)	315

Le “Attività per imposte anticipate” ammontano a 315 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 sufficienti per l’utilizzo delle attività fiscali differite.

I valori al 30 settembre 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.

Milioni di euro	Bilancio consolidato 31 12 2014	Acc.ti (A)	Utilizzi (B)	Adegua- Aliquote (C)	Totale (A+B+C)	IAS 39 a Patrim. netto	IAS 19 Revised a Patrim. netto	Altri mov. /Riclass./ Fusioni	Imposte Differite/ Anticipate in Attività destinate alla vendita	Bilancio consolidato 30 09 2015
Dettaglio imposte anticipate/ differite (attive/passive)										
Passività per imposte differite										
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	788		(33)		(33)				(56)	699
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		(1)		(1)					63
Totale passività per imposte differite (A)	955	-	(34)	-	(34)	-	-	-	(56)	865
Attività per imposte anticipate										
Fondi rischi tassati	151	20	(15)		5		(2)	(5)		149
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	646	5	(36)		(31)			12	(35)	592
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IAS 39)	31				-	(3)				28
Fondi rischi su crediti	12	4	(4)		-					12
Contributi	14				-	-				14
Avviamento	371		(28)		(28)	-				343
Altre imposte anticipate	53	20	(26)		(6)	(4)	(1)			42
Totale attività per imposte anticipate (B)	1.278	49	(109)	-	(60)	(7)	(3)	7	(35)	1.180
EFFETTO NETTO IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE/PASSIVE (B-A)	323	49	(75)	-	(26)	(7)	(3)	7	21	315

5) Altre attività non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	30 09 2015
Strumenti derivati non correnti	34	(2)	32	34	32
Altre attività non correnti	9	(3)	6	-	-
Totale altre attività non correnti	43	(5)	38	34	32

Le “Altre attività non correnti” ammontano a 38 milioni di euro, presentando un decremento di 5 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, e sono così composte:

- 32 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 sui 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;
- 6 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 30 09 2015
Rimanenze	284	(48)	236

Le “Rimanenze” sono pari a 236 milioni di euro (284 milioni di euro al 31 dicembre 2014), al netto del relativo fondo obsolescenza, e presentano le seguenti variazioni:

- 49 milioni di euro per il decremento delle altre rimanenze, che alla data di riferimento ammontano complessivamente a 53 milioni di euro contro 102 milioni di euro al 31 dicembre 2014;
- 4 milioni di euro relativo al decremento dei combustibili presso terzi, che al 30 settembre 2015 sono pari a 3 milioni di euro, mentre al termine del precedente esercizio risultavano pari a 7 milioni di euro;
- 3 milioni di euro correlato all’incremento delle giacenze di combustibili, che alla data di riferimento ammontano complessivamente a 122 milioni di euro contro 119 milioni di euro al 31 dicembre 2014;
- 2 milioni di euro relativi all’aumento delle rimanenze di materiali, che risultano complessivamente pari a 58 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 30 09 2015
Crediti commerciali	1.923	(212)	1.711
(Fondo rischi su crediti)	(332)	5	(327)
Totale crediti commerciali	1.591	(207)	1.384

Al 30 settembre 2015 i “Crediti commerciali” risultano pari a 1.384 milioni di euro (1.591 milioni di euro al 31 dicembre 2014), con un decremento netto di 207 milioni di euro. Nel dettaglio le variazioni hanno riguardato:

- per 199 milioni di euro la diminuzione attribuibile ai crediti commerciali verso clienti: tale posta presenta un saldo di 1.296 milioni di euro alla data di riferimento rispetto a 1.495 milioni di euro esposti nel bilancio al 31 dicembre 2014;
- per 2 milioni di euro il decremento dei crediti verso i comuni di Milano e di Brescia, che evidenziano un saldo complessivo di 78 milioni di euro (80 milioni di euro nel precedente esercizio);
- per 6 milioni di euro il decremento dei crediti verso collegate che presentano un saldo di 5 milioni di euro alla data di riferimento (11 milioni di euro al 31 dicembre 2014);
- le commesse in corso di svolgimento risultano invariate rispetto al 31 dicembre 2014 e pari a 5 milioni di euro.

Si segnala che il Gruppo effettua su base *spot* cessioni di crediti pro-soluto. Al 30 settembre 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 105 milioni di euro. Alla data di pubblicazione del presente Resoconto intermedio di gestione tali crediti ammontano a 13 milioni di euro. Lo smobilizzo è relativo a crediti commerciali. Si segnala che il Gruppo non ha in essere programmi di *factoring* rotativo.

Il “Fondo rischi su crediti” è pari a 327 milioni di euro e presenta un decremento netto di 5 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014. Gli accantonamenti effettuati nel periodo sono risultati pari a 12 milioni di euro, gli utilizzi e le altre variazioni sono risultati pari a 17 milioni di euro.

8) Altre attività correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	30 09 2015
Strumenti derivati correnti	51	(6)	45	-	-
Altre attività correnti	204	47	251	-	-
Totale altre attività correnti	255	41	296	-	-

Le “Altre attività correnti”, presentano un saldo pari a 296 milioni di euro rispetto ai 255 milioni di euro alla data di chiusura del precedente esercizio ed evidenziano un incremento di 41 milioni di euro di seguito dettagliato:

- aumento di 69 milioni di euro dei crediti verso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, che ammontano a 129 milioni di euro mentre al termine del precedente esercizio erano pari a 60 milioni di euro;
- incremento per 8 milioni di euro delle attività di competenza di esercizi futuri, che risultano pari a 22 milioni di euro (14 milioni di euro al 31 dicembre 2014);
- decremento per 28 milioni di euro dei crediti per IVA e accise, che al 30 settembre 2015 sono pari a 27 milioni di euro (55 milioni di euro nel precedente esercizio);
- decremento di 6 milioni di euro relativo a “Strumenti derivati” e correlato alla diminuzione dei derivati su *commodity* dovuto alla valutazione a *fair value* al termine del periodo in esame, che risultano pari a 45 milioni di euro (51 milioni di euro al 31 dicembre 2014);
- diminuzione per 1 milione di euro dei crediti diversi, che ammontano a 68 milioni di euro (69 milioni di euro al 31 dicembre 2014);
- decremento per 1 milione di euro degli anticipi a fornitori che al 30 settembre 2015 risultano pari a 3 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2014);
- i crediti verso il personale risultano pari a 2 milioni di euro invariati rispetto al 31 dicembre 2014.

9) Attività finanziarie correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	30 09 2015
Altre attività finanziarie	126	8	134	126	134
Attività finanziarie vs parti correlate	-	5	5	-	5
Totale attività finanziarie correnti	126	13	139	126	139

La voce presenta alla data di riferimento un saldo di 139 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 30 09 2015
Attività per imposte correnti	85	(13)	72

Le “Attività per imposte correnti” risultano pari a 72 milioni di euro (85 milioni di euro al 31 dicembre 2014) con un decremento di 13 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 30 09 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	30 09 2015
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	544	(30)	514	544	514

Le “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” al 30 settembre 2015 rappresentano la somma dei saldi bancari e postali attivi del Gruppo.

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

12) Attività non correnti destinate alla vendita

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	30 09 2015
Attività non correnti destinate alla vendita	-	202	202	-	38

Alla data di riferimento le “Attività non correnti destinate alla vendita” presentano un valore pari a 202 milioni di euro (nessun valore al 31 dicembre 2014) e si riferiscono:

- per 200 milioni di euro ad alcuni assets e poste dell’attivo di Edipower S.p.A. che sono state riclassificate a seguito della sottoscrizione di un accordo tra A2A S.p.A. e Cellina Energy, società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A. (SEL) che ha approvato il progetto di scissione non proporzionale di Edipower S.p.A. avente come obiettivo la riorganizzazione complessiva degli assets proprietari della società cosicché ad esito dell’operazione A2A S.p.A. venga a detenere il 100% di Edipower S.p.A., al fine di consentire nel tempo una più organica valorizzazione dei diversi assets, anche attraverso una diversa gestione strategica e una diversa compartecipazione ai relativi valori. Il perimetro degli assets oggetto dello scorporo si riferisce agli assets dell’asta idroelettrica del Torrente Cellina nonché a 18 impianti cosiddetti “mini-idro”. Per maggiori informazioni si rimanda al paragrafo “Eventi di rilievo successivi al 30 settembre 2015”;
- per 2 milioni di euro alla riclassificazione delle attività di proprietà della società SEASM S.r.l. costituite da una sottostazione elettrica da 380 kV denominata “Voghera” e destinata a connettere alla rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN) la centrale termoelettrica di Voghera Energia.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ

Patrimonio netto

La composizione del Patrimonio netto, il cui valore al 30 settembre 2015 risulta pari a 3.323 milioni di euro (3.179 milioni di euro al 31 dicembre 2014), è dettagliata nella seguente tabella:

<i>Milioni di euro</i>	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2015
Patrimonio netto di spettanza del Gruppo:			
Capitale sociale	1.629	-	1.629
(Azioni proprie)	(61)	-	(61)
Riserve	1.048	(119)	929
Risultato del periodo/esercizio di Gruppo	(37)	274	237
Totale Patrimonio del Gruppo	2.579	155	2.734
Interessi di minoranze	600	(11)	589
Totale Patrimonio netto	3.179	144	3.323

La movimentazione complessiva del Patrimonio netto, positiva per 144 milioni di euro, è dovuta alla registrazione del risultato del periodo, positivo per 237 milioni di euro, alla distribuzione del dividendo per 113 milioni di euro, alle valutazioni ai sensi degli IAS 32 e 39 dei derivati *Cash flow hedge*, alla variazione delle riserve IAS 19 *Revised* – Benefici a dipendenti, nonché alla variazione degli interessi delle minoranze.

13) Capitale sociale

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

14) Azioni proprie

Le “Azioni proprie” sono pari a 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..

15) Riserve

Millioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2015
Riserve	1.048	(119)	929
di cui:			
Variazione <i>fair value</i> derivati <i>Cash flow hedge</i>	(68)	22	(46)
Effetto fiscale	17	(6)	11
Riserve di <i>Cash flow hedge</i>	(51)	16	(35)
Variazione riserve IAS 19 <i>Revised</i> -Benefici a dipendenti	(82)	23	(59)
Effetto fiscale	20	(5)	15
Riserve IAS 19 <i>Revised</i>-Benefici a dipendenti	(62)	18	(44)

Le “Riserve”, che ammontano a 929 milioni di euro (1.048 milioni di euro al 31 dicembre 2014), comprendono la riserva legale, le riserve straordinarie nonché gli utili portati a nuovo dalle società controllate.

Tale voce comprende inoltre la riserva di *Cash flow hedge*, negativa per 35 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 44 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 30 settembre 2015 gli effetti delle opzioni *put* aventi oggetto azioni Edipower S.p.A. non hanno determinato alcuna variazione sul Patrimonio di Gruppo.

16) Risultato del periodo

Risulta positivo per 237 milioni di euro ed accoglie il risultato del periodo in esame.

17) Interessi di minoranze

Milioni di euro

	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2015
Interessi di minoranze	600	(11)	589

Gli “Interessi di minoranze” ammontano a 589 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 principalmente relativi ai soci terzi di EPCG.

Il decremento del periodo, pari a 11 milioni di euro, è dovuto principalmente alla riclassificazione alla voce “Altre passività correnti”, per 20 milioni di euro, della quota del Patrimonio dei soci terzi del Gruppo EPCG in relazione alla restituzione della quota di capitale deliberata dall’Assemblea degli azionisti di EPCG in data 30 giugno 2015, come meglio descritto al paragrafo “Eventi di rilievo del periodo”.

PASSIVITÀ

Passività non correnti

18) Passività finanziarie non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	30 09 2015
Obbligazioni non convertibili	2.988	68	3.056	2.988	3.056
Debiti verso banche	941	(219)	722	941	722
Debiti per <i>leasing</i> finanziario	2	(1)	1	2	1
Totale passività finanziarie non correnti	3.931	(152)	3.779	3.931	3.779

Le “Passività finanziarie non correnti”, pari a 3.779 milioni di euro (3.931 milioni di euro al 31 dicembre 2014), evidenziano un decremento di 152 milioni di euro.

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 534 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 a febbraio 2015, per 258 milioni di euro nominali, e del precedente riacquisto parziale nel luglio 2013, per 238 milioni di euro nominali. Il valore nominale di tale *bond* risulta quindi 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 746 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.

L'incremento della componente non corrente delle “Obbligazioni non convertibili”, pari a 27 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, è principalmente dovuta all'operazione di riacquisto parziale del *bond* con scadenza 2016 e alla nuova emissione obbligazionaria decennale avvenuta a febbraio 2015, e alle conseguenti variazioni di costi ammortizzati e variazione del *fair value hedge*.

Al 30 settembre 2015 sui prestiti obbligazionari sono maturate cedole per interessi pari a 92 milioni di euro (52 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

I “Debiti verso banche” non correnti ammontano a 722 milioni di euro e presentano un decremento di 219 milioni di euro principalmente relativo al rimborso anticipato volontario del finanziamento da 200 milioni di euro della Cassa Depositi e Prestiti effettuato nel mese di giugno.

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

19) Benefici a dipendenti

Alla data di riferimento tale posta risulta pari a 332 milioni di euro (369 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e presenta le seguenti variazioni:

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Accantona- menti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30 09 2015
Trattamento di fine rapporto	182	18	(10)	(25)	165
Benefici a dipendenti	187	-	(7)	(13)	167
Totale benefici a dipendenti	369	18	(17)	(38)	332

Le altre variazioni si riferiscono principalmente ai versamenti effettuati all'INPS e ai Fondi pensionistici integrativi, nonché alla rilevazione delle differenze attuariali.

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

	30 09 2015	31 12 2014
Tasso di attualizzazione (*)	da 0,35% a 1,99%	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*.

20) Fondi rischi, oneri e passività per scariche

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Accantona- menti al netto dei rilasci	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30 09 2015
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	498	51	(18)	1	532

Al 30 settembre 2015 la consistenza di tali fondi è di 532 milioni di euro (498 milioni di euro nel precedente esercizio). Gli accantonamenti netti presentano un effetto netto pari a 51 milioni di euro dovuto agli accantonamenti del periodo per 72 milioni di euro, rettificati dal rilascio di fondi rischi accantonati nei precedenti esercizi per 21 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere. Per un maggior dettaglio si rimanda alla nota 31 del commento delle voci di Conto economico “Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni”. Gli utilizzi, di 18 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.

Gli accantonamenti del periodo risentono dell'accantonamento conseguente al deposito del Lodo relativo al risarcimento danni a favore di Pessina Costruzioni in relazione al contenzioso per Asm Novara S.p.A.. Per maggiori informazioni si rimanda allo specifico paragrafo nelle “Altre informazioni – Asm Novara S.p.A. contenzioso”.

21) Altre passività non correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	30 09 2015
Altre passività non correnti	296	(229)	67	-	-
Strumenti derivati non correnti	68	(20)	48	68	48
Totale altre passività non correnti	364	(249)	115	68	48

La voce in esame al 30 settembre 2015 presenta un decremento di 249 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. Gli “Strumenti derivati non correnti” risultano pari a 48 milioni di euro e la variazione negativa pari a 20 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 67 milioni di euro si riferiscono principalmente a depositi cauzionali da clienti, per 51 milioni di euro, nonché ad altre passività non correnti, per 16 milioni di euro. Il decremento è dovuto principalmente alla

riclassificazione alla voce “Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita” dei debiti verso terzi per la valorizzazione delle opzioni *put* sulle azioni Edipower S.p.A., per 235 milioni di euro. Per un maggior dettaglio si rimanda allo specifico paragrafo “Criteri e procedure di consolidamento”.

Passività correnti

22) Debiti commerciali e altre passività correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	30 09 2015
Acconti	5	2	7	-	-
Debiti verso fornitori	1.249	(263)	986	-	-
Totale debiti commerciali	1.254	(261)	993	-	-
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	38	(13)	25	-	-
Altre passività correnti	506	(45)	461	-	-
Strumenti derivati correnti	67	(13)	54	-	-
Totale altre passività correnti	611	(71)	540	-	-
Totale debiti commerciali e altre passività correnti	1.865	(332)	1.533	-	-

I “Debiti commerciali e altre passività correnti” risultano pari a 1.533 milioni di euro (1.865 milioni di euro al 31 dicembre 2014), con un decremento complessivo di 332 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 per 76 milioni di euro al 30 settembre 2015 contro 83 milioni di euro al 31 dicembre 2014, a debiti verso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per 85 milioni di euro al 30 settembre 2015 (invariati rispetto al 31 dicembre 2014), a debiti verso l’Erario per IVA, accise e ritenute che risultano pari a 60 milioni di euro al 30 settembre 2015 contro 89 milioni di euro al 31 dicembre 2014, a debiti verso il Gestore Servizi Elettrici per componenti tariffarie per 123 milioni di euro al 30 settembre 2015 (97 milioni di euro al 31 dicembre 2014), nonché per 20 milioni di euro alla riclassificazione dalla voce “Interessi di minoranze” della quota che verrà riconosciuta ai soci terzi di EPCG.

23) Passività finanziarie correnti

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	30 09 2015
Obbligazioni non convertibili	-	-	-	-	-
Debiti verso banche	121	(26)	95	121	95
Debiti per <i>leasing</i> finanziario	1	-	1	1	1
Debiti finanziari verso parti correlate	3	(2)	1	3	1
Totale passività finanziarie correnti	125	(28)	97	125	97

Le “Passività finanziarie correnti” ammontano a 97 milioni di euro, a fronte di 125 milioni di euro rilevati alla data di chiusura del precedente esercizio.

24) Debiti per imposte

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2015
Debiti per imposte	2	47	49

I “Debiti per imposte” risultano pari a 49 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e presentano un incremento di 47 milioni di euro rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente.

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

Milioni di euro	Valore al 31 12 2014	Variazioni del periodo	Valore al 30 09 2015	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2014	30 09 2015
Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita	-	257	257	-	-

La posta in esame ammonta al 30 settembre 2015 a 257 milioni di euro (nessun valore al 31 dicembre 2014) e riguarda principalmente la riclassificazione dei debiti verso terzi per la valorizzazione delle opzioni *put* sulle azioni Edipower S.p.A., per 235 milioni di euro, nonché alcune passività destinate alla vendita di Edipower S.p.A. correlate all’accordo stipulato tra A2A S.p.A. e Cellina Energy, società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A., che ha approvato il progetto di scissione non proporzionale come meglio descritto alla nota 12, a cui si rimanda, delle presenti Note illustrative.

Indebitamento finanziario netto

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

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

<i>Milioni di euro</i>	Note	30 09 2015	31 12 2014
Obbligazioni-quota non corrente	18	3.056	2.988
Finanziamenti bancari non correnti	18	722	941
Leasing finanziario non corrente	18	1	2
Altre passività non correnti	21	48	68
Totale indebitamento a medio e lungo termine		3.827	3.999
Attività finanziarie non correnti verso parti correlate	3	(6)	(7)
Attività finanziarie non correnti	3	(57)	(50)
Altre attività non correnti	5	(32)	(34)
Totale crediti finanziari a medio e lungo termine		(95)	(91)
Totale indebitamento finanziario non corrente netto		3.732	3.908
Obbligazioni-quota corrente	23	-	-
Finanziamenti bancari correnti	23	95	121
Leasing finanziario corrente	23	1	1
Passività finanziarie correnti verso parti correlate	23	1	3
Altre passività correnti	22	-	-
Totale indebitamento a breve termine		97	125
Altre attività finanziarie correnti	9	(134)	(126)
Attività finanziarie correnti verso parti correlate	9	(5)	-
Altre attività correnti	8	-	-
Totale crediti finanziari a breve termine		(139)	(126)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	(514)	(544)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inclusi tra le attività destinate alla vendita	12	(38)	-
Totale indebitamento finanziario corrente netto		(594)	(545)
Indebitamento finanziario netto		3.138	3.363

Note illustrative alle voci di Conto economico

A seguito dell’acquisizione avvenuta nel secondo trimestre dell’esercizio di ulteriori quote di partecipazioni, le società Bellisolina S.r.l., Bergamo Servizi S.r.l. e SED S.r.l., precedentemente valutate con il metodo del Patrimonio netto, a partire da giugno 2015 sono state consolidate integralmente, come meglio descritto al paragrafo “Area di consolidamento”.

Le poste di Conto economico relative a ricavi e costi operativi e alla gestione finanziaria della società SEASM S.r.l. detenuta al 67% da A2A S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, sono state riclassificate, in quanto trattasi di un’operazione di *discontinued operation* in conformità con quanto previsto dall’IFRS 5, alla voce “Risultato netto da attività operative cessate” a seguito della decisione del *management* di cedere la partecipazione. Si precisa che l’impatto a Conto economico di tale riclassificazione non risulta significativo in quanto inferiore al milione di euro.

Con riferimento alle partite economiche di Edipower S.p.A. oggetto dell’accordo sottoscritto tra A2A S.p.A. e Cellina Energy, società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina S.p.A., che ha approvato il progetto di scissione non proporzionale di Edipower S.p.A., non si è proceduto a nessuna riclassificazione a livello economico, trattandosi di un’operazione considerata come *disposal group* ai sensi dell’IFRS 5.

27) Ricavi

I ricavi del periodo risultano pari a 3.638 milioni di euro (3.632 milioni di euro al 30 settembre 2014) e presentano quindi un incremento di 6 milioni di euro.

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Ricavi - Milioni di euro	30 09 2015	30 09 2014
Ricavi di vendita	2.937	2.903
Ricavi da prestazioni	564	546
Ricavi da commesse a lungo termine	14	15
Totale ricavi di vendita e prestazioni	3.515	3.464
Altri ricavi operativi	123	168
Totale ricavi	3.638	3.632

I “Ricavi di vendita e prestazioni” ammontano complessivamente a 3.515 milioni di euro (3.464 milioni di euro nel corrispondente periodo del precedente esercizio) registrando un incremento di 51 milioni di euro. La variazione è riconducibile a maggiori ricavi di vendita per 34 milioni di euro, all’incremento dei proventi da prestazioni per 18 milioni di euro ed alla diminuzione dei ricavi da commesse a lungo termine per 1 milione di euro.

Gli “Altri ricavi operativi” rilevano per 123 milioni di euro e presentano un decremento di 45 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>	30 09 2015	30 09 2014
Vendita e distribuzione di energia elettrica	2.067	2.136
Vendita e distribuzione di gas	597	582
Vendita calore	110	100
Vendita materiali	9	4
Vendita acqua	35	36
Vendite di certificati e diritti di emissione	99	24
Contributi di allacciamento	20	21
Totale ricavi di vendita	2.937	2.903
Prestazioni a clienti	564	546
Totale ricavi per prestazioni	564	546
Ricavi da commesse a lungo termine	14	15
Totale ricavi di vendita e prestazioni	3.515	3.464
Altri ricavi operativi	123	168
Totale ricavi	3.638	3.632

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

28) Costi operativi

I “Costi operativi” sono pari a 2.361 milioni di euro (2.372 milioni di euro nel corrispondente periodo dell’esercizio precedente) registrando pertanto una diminuzione di 11 milioni di euro.

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

Costi operativi - <i>Milioni di euro</i>	30 09 2015	30 09 2014
Costi per materie prime e di consumo	1.665	1.667
Costi per servizi	514	516
Totale costi per materie prime e servizi	2.179	2.183
Altri costi operativi	182	189
Totale costi operativi	2.361	2.372

I “Costi per materie prime e servizi” ammontano a 2.179 milioni di euro (2.183 milioni di euro al 30 settembre 2014) presentando un decremento di 4 milioni di euro.

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

- la diminuzione degli oneri di vettoriamiento, appalti e prestazioni di servizi per 2 milioni di euro;
- l’aumento della variazione nelle scorte di combustibili e materiali per 40 milioni di euro;
- i minori acquisti di materie prime e di consumo per 42 milioni di euro, riconducibili ai minori costi per acquisti di energia e combustibili per 36 milioni di euro, alla diminuzione degli acquisti di materiali per 13 milioni di euro, alla diminuzione di acquisti di acqua per 2 milioni di euro, all’incremento degli oneri correlati all’acquisto di certificati e diritti di emissione per 7 milioni di euro ed all’effetto netto degli oneri/proventi da copertura su derivati operativi in aumento per 2 milioni di euro.

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

Milioni di euro	30 09 2015	30 09 2014
Acquisti di energia e combustibili	1.568	1.604
Acquisti di materiali	52	65
Acquisti di acqua	2	4
Oneri da coperture su derivati operativi	6	2
Proventi da coperture su derivati operativi	(7)	(5)
Acquisti di certificati e diritti di emissione	47	40
Totale costi per materie prime e di consumo	1.668	1.710
Oneri di vettoriamiento, appalti e prestazioni di servizi	514	516
Totale costi per servizi	514	516
Variazione delle rimanenze di combustibili e materiali	(3)	(43)
Totale costi per materie prime e servizi	2.179	2.183
Altri costi operativi	182	189
Totale costi operativi	2.361	2.372

Margine attività di trading

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

Margine attività di trading - Milioni di euro	Note	30 09 2015	30 09 2014
Ricavi	27	872	1.441
Costi operativi	28	(862)	(1.425)
Totale margine attività di trading		10	16

29) Costi per il personale

Al 30 settembre 2015 il costo del lavoro, al netto degli oneri capitalizzati, è risultato complessivamente pari a 463 milioni di euro (477 milioni di euro al 30 settembre 2014). La diminuzione, rispetto al medesimo periodo dell’esercizio precedente, è dovuta principalmente ai minori costi per mobilità che erano stati imputati a Conto economico nel corrispondente periodo del 2014 per circa 10 milioni di euro. La “forza media” del Gruppo A2A al 30 settembre 2015 è pari a 12.300 risorse mentre al 30 settembre 2014 risultava pari a 12.248 risorse.

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

Costi per il personale - Milioni di euro	30 09 2015	30 09 2014
Salari e stipendi	309	308
Oneri sociali	119	118
Trattamento di fine rapporto	18	19
Altri costi	17	32
Totale costi per il personale	463	477

30) Margine operativo lordo

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il “Margine operativo lordo” consolidato al 30 settembre 2015 è pari a 814 milioni di euro (783 milioni di euro al 30 settembre 2014).

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

31) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Gli “Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni” sono pari a 360 milioni di euro (364 milioni di euro al 30 settembre 2014), e presentano un decremento di 4 milioni di euro.

Nella successiva tabella si evidenziano le poste di dettaglio:

Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni - Milioni di euro	30 09 2015	30 09 2014
Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	47	45
Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	250	301
Altre svalutazioni di valore delle immobilizzazioni	-	2
Totale ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	297	348
Accantonamenti per rischi	51	2
Accantonamento per rischi su crediti compresi nell’attivo circolante	12	14
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	360	364

Gli “Ammortamenti e svalutazioni” risultano pari a 297 milioni di euro (348 milioni di euro nel corrispondente periodo del precedente esercizio) e registrano un decremento di 51 milioni di euro derivante principalmente dalla diminuzione degli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali a seguito delle svalutazioni effettuate al termine del precedente esercizio, per 29 milioni di euro, nonché dalla revisione delle vite utili residue degli impianti termoelettrici per 16 milioni di euro. 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” presentano un effetto netto pari a 51 milioni di euro (2 milioni di euro al 30 settembre 2014) dovuto agli accantonamenti del periodo per 72 milioni di euro, rettificati dal rilascio di fondi rischi accantonati nei precedenti esercizi per 21 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere. Gli accantonamenti del periodo hanno riguardato principalmente per 49 milioni di euro contenziosi legali, per 5 milioni di euro canoni di derivazione d’acqua, per 9 milioni di euro contenziosi fiscali e contenziosi con Istituti di Previdenza, mentre i rilasci di fondi si riferiscono principalmente per 9 milioni di euro ad oneri ambientali di ripristino discariche e manutenzioni straordinarie e per 5 milioni di euro a rilasci relativi a contenziosi fiscali e legali, nonché altri accantonamenti e rilasci per complessivi 2 milioni di euro.

Gli accantonamenti del periodo in esame risentono dell’accantonamento conseguente al deposito del Lodo relativo al risarcimento danni a favore di Pessina Costruzioni in relazione al contenzioso per Asm Novara S.p.A.. Per maggiori informazioni si rimanda allo specifico paragrafo nelle “Altre informazioni – Asm Novara S.p.A. contenzioso”.

L’“Accantonamento per rischi su crediti” presenta un valore di 12 milioni di euro (14 milioni di euro al 30 settembre 2014) determinato dall’accantonamento del periodo.

32) Risultato operativo netto

Il “Risultato operativo netto” risulta pari a 454 milioni di euro (419 milioni di euro al 30 settembre 2014).

33) Risultato da transazioni non ricorrenti

Il “Risultato da transazioni non ricorrenti” risulta negativo per 1 milione di euro ed è relativo alla controllata EPCG (positivo per 11 milioni di euro al 30 settembre 2014).

34) Gestione finanziaria

La “Gestione finanziaria” presenta un saldo negativo di 107 milioni di euro (negativo per 132 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Gestione finanziaria - Milioni di euro	30 09 2015	30 09 2014
Proventi finanziari	15	15
Oneri finanziari	(125)	(154)
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	3	7
Totale gestione finanziaria	(107)	(132)

Gli “Oneri finanziari”, che ammontano a 125 milioni di euro, presentano un decremento di 29 milioni di euro rispetto al 30 settembre 2014 e sono così composti:

Oneri finanziari - Milioni di euro	30 09 2015	30 09 2014
Interessi su prestiti obbligazionari	94	103
Interessi verso istituti di credito	11	15
Interessi su finanziamenti Cassa Depositi e Prestiti	2	6
Fair value su derivati finanziari	(3)	5
Realized su derivati finanziari	11	10
Oneri da Decommissioning	1	2
Altri oneri finanziari	9	13
Totale oneri finanziari	125	154

La “Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni” risulta positiva per 3 milioni di euro (positiva per 7 milioni di euro al 30 settembre 2014) ed è riconducibile principalmente alla valutazione a Patrimonio netto della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A..

35) Oneri per imposte sui redditi

Oneri per imposte sui redditi - Milioni di euro	30 09 2015	30 09 2014
Imposte correnti	71	76
Imposte anticipate	60	98
Imposte differite	(34)	(47)
Totale oneri/proventi per imposte sui redditi	97	127

Gli “Oneri per imposte sui redditi” nel periodo in esame sono risultati pari a 97 milioni di euro (127 milioni di euro al 30 settembre 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”), a decorrere dal 12 febbraio 2015, in questo bilancio non è presente alcun effetto relativo a tale imposta, dal momento che le imposte anticipate e differite stanziare sulle differenze temporanee generate in precedenti esercizi sono state interamente riversate nell’esercizio 2014. Il Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2014, invece, recepiva gli effetti dell’addizionale.

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 con conseguenti benefici, rispetto all’anno precedente, sia sulle imposte correnti che sulle imposte differite attive iscritte a fronte del Fondo benefici dipendenti. Sempre con riferimento all’IRAP, le imposte degli esercizi precedenti e quelle di periodo recepiscono il nuovo criterio di calcolo, basato sull’applicazione dell’art. 6, co. 9, del Decreto Legislativo 15 dicembre 1997, n. 446 (metodo cd. delle “holding industriali”), introdotto a seguito della conferma positiva, da parte dell’Agenzia delle entrate, alla specifica richiesta di interpello presentata da A2A.

36) 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 12 milioni di euro (negative per 12 milioni di euro al 30 settembre 2014), risulta positivo e pari a 237 milioni di euro (positivo per 159 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Risultato per azione

37) Risultato per azione

	01 01 2015 30 09 2015	01 01 2014 30 09 2014
Utile (perdita) per azione (in euro)		
- di base	0,0762	0,0512
- di base da attività in funzionamento	0,0762	0,0512
- di base da attività destinate alla vendita	-	-
- diluito	0,0762	0,0512
- diluito da attività in funzionamento	0,0762	0,0512
- diluito da attività destinate alla vendita	-	-
Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ai fini del calcolo dell'utile (perdita) per azione		
- di base	3.105.987.497	3.105.987.497
- diluito	3.105.987.497	3.105.987.497

Operazioni significative non ricorrenti e atipiche e/o inusuali

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

Il periodo in esame non è stato interessato da operazioni atipiche e/o inusuali.

Garanzie ed impegni con terzi

<i>Milioni di euro</i>	30 09 2015	31 12 2014
Garanzie ricevute	461	453
Garanzie prestate	1.594	1.340

Garanzie ricevute

L'entità delle garanzie ricevute è pari a 461 milioni di euro (453 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e sono costituite per 237 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni rilasciate dalle imprese appaltatrici a fronte della corretta esecuzione dei lavori assegnati e per 224 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni ricevute da clienti a garanzia della regolarità dei pagamenti.

Garanzie prestate ed impegni con terzi

L'entità delle garanzie prestate è pari a 1.594 milioni di euro (1.340 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e sono relative a fidejussioni rilasciate a garanzia degli obblighi assunti nei confronti di terzi. Tali garanzie sono state rilasciate da banche per 447 milioni di euro, da assicurazioni per 39 milioni di euro e dalla capogruppo AzA S.p.A., quali *parent company guarantee*, per 1.108 milioni di euro.

* * *

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

Altre informazioni

1) Eventi di rilievo del Gruppo successivi al 30 settembre 2015

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

2) Informazioni relative alle azioni proprie

Al 30 settembre 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 30 settembre 2015 non sono detenute azioni proprie per il tramite di società controllate, società finanziarie o per interposta persona.

3) Operazioni IFRS 3 revised

Il Gruppo durante i primi nove mesi del 2015 ha perfezionato le operazioni che riguardano l'acquisizione delle ulteriori quote azionarie che hanno portato: al 100% la partecipazione al capitale sociale di Bergamo Servizi S.r.l. e di Bellisolina S.r.l., e all'80% la partecipazione al capitale sociale di SED S.r.l.; tali operazioni sono classificabili come *business combination* ai sensi del principio internazionale IFRS 3 revised "Aggregazioni aziendali".

L'IFRS 3 revised stabilisce che tutte le aggregazioni aziendali devono essere contabilizzate applicando il metodo dell'acquisto. L'acquirente, pertanto, rileva tutte le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisto ai relativi *fair value* (valori equi) alla data di acquisizione ed evidenza, inoltre, l'eventuale avviamento che, invece di essere ammortizzato, è successivamente sottoposto ad una verifica di riduzione di valore (cd. *Impairment test*).

In particolare l'IFRS 3 revised definisce:

- l'“aggregazione aziendale” come l'operazione tramite la quale una sola entità (l'acquirente) ottiene il controllo di una o più entità o attività aziendali distinte (l'acquisto);

- il “controllo” come definito dall’IFRS 10;
- l’“acquirente” come l’entità aggregante che ottiene il controllo delle altre entità o attività aziendali;
- il “costo dell’aggregazione” come la somma di:
 1. *Fair value*, alla data di scambio, delle attività acquisite, delle passività sostenute o assunte e degli strumenti rappresentativi di capitale emessi dall’acquirente e
 2. di qualunque costo direttamente attribuibile all’aggregazione aziendale;
- il “*fair value*” come il corrispettivo al quale un’attività può essere scambiata, o una passività estinta, in una libera transazione fra parti consapevoli e disponibili;
- la “data di acquisizione” come la data in cui l’acquirente ottiene effettivamente il controllo sull’acquisto;
- la “data di scambio” come la data di ciascuna operazione di scambio.

Nel secondo trimestre 2015 A2A Ambiente S.p.A., società controllata al 100% da A2A S.p.A., ha acquisito l’ulteriore 50% del capitale sociale di Bellisolina S.r.l., portando così al 100% la quota di partecipazione nella società, ha acquisito il 30% del capitale sociale di SED S.r.l., portando così all’80% la quota di partecipazione nella società.

Sempre nel secondo trimestre 2015 Aprica S.p.A., società controllata al 100% da A2A Ambiente S.p.A., ha acquisito l’ulteriore 50% del capitale sociale di Bergamo Servizi S.r.l., portando così al 100% la quota di partecipazione nella società.

Trattandosi di *business combination* il Gruppo ha proceduto a consolidare integralmente le società, mediante applicazione dell’*acquisition method* previsto dall’IFRS 3, a decorrere dal secondo trimestre 2015.

L’applicazione dell’*acquisition method* ha comportato l’iscrizione al *fair value* delle attività e passività acquisite, come desumibile dall’accordo tra le parti.

La contabilizzazione ha comportato un processo di *purchase price allocation*, che ha determinato l’allocazione di un maggior valore di 0,1 milioni di euro sull’asset di SED S.r.l. e un maggior valore di 0,1 milioni di euro sull’asset di Bergamo Servizi S.r.l..

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

Le voci “Attività non correnti destinate alla vendita” e “Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita” al 30 settembre 2015 recepiscono la riclassificazione di alcuni assets di Edipower S.p.A., delle passività ad essi correlate e del debito delle opzioni *put* sulle azioni Edipower S.p.A., nell’ambito della sottoscrizione in data 26 ottobre

2015 di un accordo tra A2A S.p.A. e Cellina Energy, società interamente partecipata da Società Elettrica Altoatesina (SEL) che ha approvato il progetto di scissione non proporzionale di Edipower S.p.A. avente come obiettivo la riorganizzazione complessiva degli assets proprietari della società cosicché ad esito dell’operazione A2A S.p.A. venga a detenere il 100% di Edipower S.p.A., al fine di consentire nel tempo una più organica valorizzazione dei diversi assets, anche attraverso una diversa gestione strategica e una diversa compartecipazione ai relativi valori. Il perimetro degli assets oggetto dello scorporo si riferisce agli assets dell’asta idroelettrica del Torrente Cellina nonché a 18 impianti cosiddetti “mini-idro”. Per maggiori informazioni si rimanda al paragrafo “Eventi di rilievo successivi al 30 settembre 2015”.

Le “Attività non correnti destinate alla vendita” accolgono anche la riclassificazione delle attività di proprietà della società SEASM S.r.l. costituite da una sottostazione elettrica da 380 kV denominata “Voghera” e destinata a connettere alla rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN) la centrale termoelettrica di Voghera Energia.

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

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

Dati al 30 settembre 2015 <i>Milioni di euro</i>	Assets Edipower S.p.A.	Assets SEASM S.r.l.	Totale
ATTIVITÀ E PASSIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA			
Attività non correnti	162	2	164
Attività correnti	38	-	38
Totale attività	200	2	202
Passività non correnti	257	-	257
Passività correnti	-	-	-
Totale passività	257	-	257

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

5) 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.

Ad oggi, dunque, è ancora pendente in cassazione la questione relativa alla quantificazione degli interessi sulle somme da recuperare (se da calcolare con anatocismo, o no), relativamente al Secondo e al Terzo recupero. Sul punto, l'interpretazione resa dalla Corte di Giustizia

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

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

A seguito di tale sentenza vincolante per il giudice *a quo*, il procedimento in cassazione relativo al Terzo recupero sospeso a seguito del rinvio pregiudiziale alla Corte di Giustizia, riprenderà il suo corso.

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 incrementali. Ad oggi si è in attesa di precise richieste, considerando che anche il Tribunale negli ultimi mesi ha invitato le parti a

trovare soluzione transattiva. Redengas, società controllata da HISA le cui azioni sono state pignorate da 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, con un ulteriore rinvio al 4 giugno, al 4 agosto 2015 e al 29 ottobre.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

In considerazione dell'intervenuta costituzione del fallimento di Eurosviluppo Industriale S.p.A. e delle tematiche processuali sollevate nella costituzione, con ordinanza 13 novembre 2012 il Collegio ha disposto che l'udienza del 20 novembre 2012 non fosse dedicata al tentativo di conciliazione e quindi non vedesse la presenza delle parti; all'udienza del 20 novembre 2012, il Collegio ha fissato al 4 luglio 2013 il termine di deposito del lodo; ha fissato al 20 dicembre 2012 e al 31 gennaio 2013 termine alle parti per memorie e al 20 febbraio 2013 presso lo studio del presidente del Collegio data di udienza di discussione. Nell'udienza del 22 febbraio 2013

(per impegno del Presidente del Collegio Arbitrale l'udienza è stata differita dal 20 al 22), il Collegio ha emesso ordinanza in cui ha chiesto ad A2A S.p.A. e E.ON Europa S.L. di integrare, entro il 20 marzo 2013, le rispettive procure alle liti ai difensori per sanare ogni possibile vizio e ha fissato al 20 marzo e al 5 aprile 2013 un nuovo termine per il deposito di memorie e repliche per chiarire e precisare le rispettive posizioni. Successivamente a tali incombenze 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. Nell'udienza del 23 aprile 2015, il collegio ha fissato nuovi termini per memorie e una data di udienza se richiesta dalle parti al 23 settembre. Non è stata richiesta udienza quindi si deve attendere il deposito del lodo. La Camera Arbitrale ha concesso nuovo termine per il deposito del lodo al 1° febbraio 2016.

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 Consorzio Laratta S.r.l. per 359.000 euro.

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

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

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

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

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

Il giudice ha ritenuto legittima la costituzione di fallimento di SFC S.A. e quindi ha fissato i termini processuali e all’udienza del 19 dicembre 2012 ha dichiarato la necessità di espletare CTU su una serie di punti indicando i quesiti da impartire al CTU, fissando al 23 maggio 2013 l’udienza per la nomina del CTU. In tale udienza il giudice, nel frattempo cambiato, ha confermato i quesiti già formulati il 19 dicembre 2012 e ha nominato i CTU Ing. Pompili e Caroli, fissando termine alle parti per nominare propri consulenti di parte. L’inizio delle operazioni peritali era previsto al 18 giugno 2013 e il termine a 180 giorni da tale data. A2A S.p.A. e Ergosud S.p.A.

hanno nominato come CTP il Prof. Massardo e l'Ing. Giofrè che negli anni hanno già redatto perizie nelle materie oggetto dei quesiti. Il termine per il deposito della CTU è stato rinviato. Entro il nuovo termine fissato per le osservazioni dei consulenti tecnici di parte i periti Pompili e Caroli hanno depositato perizia in cui confermano le tesi difensive di Ergosud S.p.A. e A2A S.p.A.; i periti di parte avevano termine al 30 giugno 2014 per le osservazioni e al 31 luglio 2014 la CTU è stata depositata presso il Tribunale. E' stata fissata al 22 gennaio 2015 data di udienza per esame elaborato peritale, poi rinviata al 1° aprile 2015. In tale udienza è stata fissata al 30 novembre 2016 l'udienza di precisazione conclusioni.

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.

Gruppo A2A Ambiente (ex Gruppo Ecodeco)

Con le Sentenze 30 dicembre 2014 n. 6430 e 1° dicembre 2014 n. 5946, il Consiglio di Stato ha confermato gli atti adottati dall'AEEGSI rispettivamente verso Ecolombardia 4 e verso A2A Ambiente (già Ecodeco) che prescrivevano la restituzione di una quota degli incentivi CIP 6/1992, in quanto imputabili – secondo la non condivisa lettura dell'AEEGSI e del Consiglio di Stato – a consumi per servizi ausiliari.

Su richiesta della CCSE, le due società di cui sopra, il 30 giugno 2015 hanno versato le somme asseritamente percepite in eccesso. Prima del versamento, le due società hanno comunque condotto verifiche sui calcoli e sulle prescrizioni parzialmente intervenute nelle more. Sicchè le somme versate non corrispondono (per difetto) a quelle esatte dalla CCSE. In ogni caso, il versamento è stato fatto con riserva di integrale ripetizione, anche in correlazione alla possibilità di avviare altri contenziosi in materia. Quei contenziosi sono tuttora allo studio dei consulenti.

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

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

La UTE, difesa dallo Studio legale Uría 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 AzA 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 AzA Ambiente S.p.A. sono presenti al 30 settembre 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 AzA, nei confronti di personale AzA ed imprenditori terzi sospettati di essere i responsabili di una truffa perpetrata ai danni della società stessa, che - dietro cospicue somme di denaro - garantivano lo smaltimento di un traffico illecito di rifiuti speciali, la falsificazione dei formulari di identificazione dei rifiuti e dei certificati di analisi, in relazione alla fornitura di biomasse ed alla certificazione del loro potere calorifico. Nello specifico venivano registrati quantitativi di

biomasse in ingresso superiori a quelli reali, oltre ad una maggiorazione del potere calorifico delle stesse.

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

In ogni caso si evidenzia il danno a carico esclusivo del Gruppo A2A ed in particolare della società A2A Trading S.r.l. per quanto riguarda le difformità qualitative e quantitative delle biomasse, in quanto quest'ultima, in qualità di *toller* e di responsabile del dispacciamento dell'impianto, ha un rischio possibile che a conclusione della fase istruttoria ne possa risultare impattata in termini di maggiori costi sostenuti per le biomasse non consegnate e di maggiori costi sostenuti per la contraffazione del potere calorifico delle biomasse consegnate e non.

A ciò si aggiunga che l'utilizzo di maggior carbone in luogo di biomassa potrebbe avere come conseguenza un aggravio di oneri ambientali relativi al secondo semestre dell'esercizio 2009 e all'intero esercizio 2010, nonché una restituzione dei proventi o dei titoli ambientali contabilizzati in più rispetto a quelli reali (ci si riferisce ai Certificati Verdi). Infatti la società potrebbe aver presentato, con riferimento agli anni 2009 e 2010, delle dichiarazioni di generazione di titoli ambientali superiori a quelli in realtà prodotti, in quanto il conteggio avrebbe potuto essere affetto dall'errore di considerare un rapporto energia da biomassa su energia da fonte convenzionale superiore rispetto al reale.

In tal caso la società dovrebbe presentare delle rettifiche alle suddette dichiarazioni pregresse, nonché restituire i proventi o i titoli ambientali che potrebbero esserle stati riconosciuti in più.

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 29 giugno 2015 si è tenuta l'udienza preliminare nella quale il GUP ha ammesso al patteggiamento due degli imputati, disponendo il rinvio a giudizio per gli altri fissando l'udienza dell'8 ottobre 2015 avanti il Tribunale di Gorizia.

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

Asm Novara S.p.A. contenzioso

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

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

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

Gli arbitri così nominati sono gli Avvocati Bruna Gabardi Vanoli, Marco Praino (di nomina Pessina) e Salvatore Sanzo (di nomina A2A); è prevista al 1° luglio l'udienza di costituzione formale del collegio. Successivamente a tale adempimento preliminarmente le parti preciseranno le domande di arbitrato. In esito a tale udienza, con ordinanza il collegio ha adempiuto gli adempimenti connessi alla costituzione del collegio ed all'inizio delle attività fissando i termini per le memorie e le istanze istruttorie e la data della prima udienza. I termini sono 15 ottobre e 20 dicembre 2013 e 21 febbraio 2014 per il deposito delle memorie e 5 marzo 2014 per la prima udienza. Con ordinanza 8 ottobre 2013, il collegio arbitrale ha posticipato i termini per il deposito delle memorie rispettivamente al 9 ottobre, al 21 gennaio 2014 e al 25 marzo 2014. Conseguentemente l'udienza fissata in marzo 2014 è stata rinviata al 10 aprile 2014. La sede dell'arbitrato è posta nello studio del Presidente del collegio arbitrale in Milano. All'udienza del 10 aprile 2014, preceduta dal deposito delle memorie di parte, il collegio ha fissato tre nuovi termini per memorie (20 maggio per A2A, 17 giugno per Pessina e 26 giugno per A2A) e l'udienza di merito all'11 luglio 2014. Durante l'udienza l'attore ha chiesto di fissare udienza di precisazione conclusioni che con ordinanza fuori udienza depositata il 22 luglio è stata fissata per il 16 settembre 2014. In tale udienza, il collegio ha fissato i termini per il deposito delle comparse conclusionali e la data di udienza finale; su richiesta delle parti tali termini sono stati posticipati al 3 dicembre e 7 gennaio 2015 per le memorie e al 3 febbraio 2015 per l'udienza. In tale udienza il collegio ha disposto un allungamento del termine per il deposito del lodo a 120 giorni. Alla fine del mese di maggio 2015, A2A, avendo avuto notizie di elementi di familiarità e commensalità abituale tra il Presidente del Collegio arbitrale e il legale dell'attore ha depositato al tribunale di Milano istanza di ricsuazione del Presidente del Collegio Arbitrale.

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

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

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

In data 30 giugno 2015 il collegio, con opinione dissenziente dell'arbitro designato da A2A ha depositato il lodo che ritiene A2A responsabile di violazione del patto parasociale sottoscritto in data 4 agosto 2007 e conseguentemente la condanna al risarcimento danni di 37.968.938,95 euro oltre spese legali e spese di arbitrato.

La società ha impugnato il Lodo ex art. 829 c.p.c. innanzi alla Corte di Appello di Milano. L'impugnazione riguarda: 1) nullità del Lodo per violazione dell'art. 829, 1° comma, n. 2, c.p.c., alla luce della mancanza di terzietà del presidente del collegio arbitrale, Avv. Bruna Gabardi Vanoli; 2) nullità del Lodo, ai sensi dell'art. 829, n. 4, c.p.c., per aver il collegio arbitrale pronunciato al di fuori dei limiti della convenzione d'arbitrato; 3) nullità del Lodo per violazione del principio del contraddittorio, ai sensi dell'art. 829, n. 9 c.p.c., nella parte in cui il collegio arbitrale ha fondato la propria decisione sull'art. III del Patto Parasociale; 4) omessa motivazione ex art. 829, n. 5 e 823, n. 5 c.p.c., e violazione del principio del contraddittorio ex art. 829, n. 9 c.p.c., per aver il collegio arbitrale preso la propria decisione, escludendo, senza alcuna motivazione, la valutazione della documentazione depositata in giudizio da A2A; 5) nullità del Lodo per violazione del principio del contraddittorio, ai sensi dell'art. 829, n. 9 c.p.c., nella parte in cui il collegio arbitrale ha deciso sulla base dell'accoglimento del rilievo d'ufficio della liquidazione equitativa del danno, senza porre la questione al contraddittorio delle parti; 6) nullità del Lodo ex art. 829, n. 5 e 823, n. 5 c.p.c., per aver il collegio arbitrale quantificato i danni in via equitativa ai sensi dell'art. 1226 c.c., senza motivare la sussistenza del presupposto per l'applicabilità di tale norma, e senza motivare la sussistenza del danno; 7) nullità del Lodo ex art. 829, n. 3, per aver il collegio arbitrale quantificato i danni in via equitativa ai sensi dell'art. 1226 c.c., senza i necessari presupposti, in violazione dell'ordine pubblico. La prima udienza è fissata per il 16 dicembre 2015.

Contestualmente, A2A ha depositato ricorso per la sospensione dell'efficacia esecutiva del Lodo. La Corte di Appello con decreto, emesso dal Presidente della Sezione 1^a Civile in data 10 luglio 2015, senza sentire le parti, ha sospeso l'esecutività del Lodo fino all'udienza davanti al Collegio fissata al 15 settembre 2015. Su istanza congiunta delle parti dell'11 settembre 2015, tale udienza è stata differita al 10 novembre 2015.

Il Gruppo, ha tenuto conto dell'esito del Lodo nella determinazione degli stanziamenti a fondi oneri e rischi futuri, pur nel fermo convincimento delle proprie posizioni.

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 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 le annualità 2014 e 2015, 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 le relative ingiunzioni 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 soddisfacitivo. 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 conglobando 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.

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 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).

Il TSAP ha respinto l'appello promosso dalla Società avverso la 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 attualmente pendente termine per ricorrere alla Corte di Cassazione.

Il TSAP ha respinto l'appello promosso dalla Società avverso la 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 attualmente pendente termine per ricorrere alla Corte di Cassazione.

Il TSAP ha respinto l'appello promosso dalla Società avverso la 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. È attualmente pendente termine per ricorrere alla Corte di Cassazione.

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 rinviato 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 ascrittogli “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. In data 29 maggio 2015 la Corte di Appello di Lecce ha confermato la sentenza assolutoria emessa dal Tribunale di Brindisi. Allo stato, in mancanza della notifica dell’avviso di deposito della sentenza, non è possibile stabilire la decorrenza del termine entro il quale il p.m. può proporre ricorso per cassazione.

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

In data 24 marzo 2015, la Carlo Tassara S.p.A. ha notificato ad A2A, Electricité de France (EDF) ed Edison un atto di citazione chiedendo al Tribunale di Milano di condannare A2A ed EDF al risarcimento dei danni asseritamente subiti dalla Carlo Tassara, nella sua qualità di socio di minoranza di Edison, in relazione all’OPA obbligatoria lanciata da EDF sulle azioni Edison conseguentemente all’operazione con la quale, nel 2012, A2A ha ceduto la propria partecipazione indiretta in Edison a EDF e contestualmente ha acquistato il 70% del capitale di Edipower da Edison e da Alpiq.

Fino al 2012, infatti, A2A ed EDF hanno detenuto congiuntamente il controllo di Edison S.p.A.. Edison, a propria volta, deteneva il 50% di Edipower S.p.A. (il restante capitale di Edipower era detenuto per il 20% da Alpiq, per il 20% da A2A e per il restante 10% da Iren).

Nell’operazione del 2012, A2A ha ceduto la propria partecipazione indiretta in Edison a EDF e contestualmente ha acquistato il 70% del capitale di Edipower da Edison e da Alpiq.

Nell’atto di citazione notificato, Carlo Tassara lamenta che, nell’operazione, EDF ed A2A avrebbero concordato un reciproco “sconto” sul prezzo pagato da EDF per l’acquisto delle azioni Edison, da una parte, e sul prezzo pagato da A2A per l’acquisto del 70% di Edipower, dall’altra. Tale sconto sarebbe stato il frutto di comportamenti abusivi di EDF ed A2A quali soci di Edison nonché della violazione, tra l’altro, della normativa sulle operazioni con parti correlate. Ciò - a dire della Carlo Tassara - avrebbe consentito di mantenere artificialmente basso il prezzo delle azioni Edison pagato ad A2A e di conseguenza il prezzo di OPA pagato alle minoranze di Edison (che per legge doveva essere uguale a quello pagato ad A2A).

Tuttavia nel 2012 A2A ed EDF avevano volontariamente assoggettato l’Operazione all’esame preventivo della Consob proprio al fine di confermare la correttezza del prezzo d’OPA. A seguito di esami approfonditi, la Consob aveva ritenuto che si potesse riscontrare un meccanismo compensativo nell’operazione nel suo complesso (vale a dire tra la cessione di Edipower da un lato e la cessione di azioni Edison dall’altro) e che pertanto il prezzo d’OPA dovesse essere incrementato da 0,84 euro a 0,89 euro per azione.

Alla luce di tale decisione, le parti avevano incrementato il prezzo di cessione della partecipazione in Edison sulla base del prezzo di 0,89 euro per azione, per un incremento complessivo pari a circa 84 milioni di euro. EDF lanciava l'OPA a 0,89 euro per azione.

Carlo Tassara ricorreva alla Consob al fine di fare incrementare ulteriormente il prezzo d'OPA, ma Consob rigettava l'istanza.

Inoltre, in pendenza di OPA, Carlo Tassara impugnava innanzi al TAR il documento d'OPA e la relativa delibera di approvazione da parte della Consob chiedendo la sospensiva dei mesi per ragioni di urgenza. Tuttavia il TAR rinviava la decisione sulla sospensiva a una data successiva alla chiusura dell'OPA e, a seguito di ciò, Carlo Tassara aderiva all'OPA e rinunciava all'istanza cautelare.

L'atto di citazione non quantifica i danni asseritamente subiti dalla Carlo Tassara in conseguenza di tali operazioni, rinviando per la loro determinazione a quanto risulterà in corso di causa. La prima udienza è fissata per il giorno 1° dicembre 2015.

* * *

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. 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 acquiescenza versando il dovuto in data 29 agosto 2014 e chiudendo così definitivamente la pretesa erariale. Per l'anno 2010, il 6 ottobre 2015, la Direzione Regionale delle Entrate di Milano ha notificato avviso di accertamento. La società sta valutando le azioni conseguenti.

A2A Ambiente S.p.A. (già Partenope Ambiente S.p.A.) - Verifica generale IRES/IRAP/IVA per il periodo di imposta 2011

Il 4 settembre 2014 l'Agenzia delle Entrate - Direzione Provinciale di Brescia - ha aperto nei confronti della società Partenope Ambiente S.p.A. (ora A2A Ambiente S.p.A.), per il periodo di imposta 2011, una verifica fiscale generale ai fini IRES, IRAP e IVA. La verifica si è conclusa il 6 ottobre 2014. I rilievi emersi attengono a violazioni inerenti, prevalentemente, alle imposte dirette. Il 7 luglio 2015 è stato notificato avviso di accertamento per l'anno 2011. In data 5 ottobre 2015, la società ha presentato all'Ufficio accertatore istanza di accertamento con adesione.

A2A Ambiente S.p.A. (già Aprica S.p.A.) - Verifica tecnica termovalorizzatore di Brescia

Il 7 marzo 2013 l'Agenzia delle Dogane di Brescia ha iniziato una verifica tecnica sul termovalorizzatore di Brescia di proprietà della società Aprica S.p.A. (ora di proprietà di A2A Ambiente S.p.A.). La verifica si è conclusa il 16 gennaio 2014 con la notifica del processo verbale di constatazione per gli anni dal 2008 al 2011. Per gli anni 2008 e 2009, l'Agenzia delle Dogane, il 7 e il 21 maggio 2014 ha notificato gli avvisi di pagamento e i relativi atti di irrogazione sanzioni. Nel mese di luglio 2014 la società ha presentato ricorso avverso i due procedimenti. Relativamente all'anno 2009, il 10 dicembre 2014, la società ha sottoscritto un atto di conciliazione con l'Agenzia delle Dogane di Brescia per la chiusura definitiva della controversia e conseguente estinzione del giudizio. Per il 2008 il contenzioso di primo grado si è chiuso favorevolmente per la società. In data 24 settembre 2015, l'Ufficio ha proposto appello. Pendono i termini per proporre controdeduzioni da parte della 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.

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 opera-

zioni 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.

6) Attività potenziali

Il Gruppo presenta al 30 settembre 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 2015 gli investimenti inerenti tale settore sono stati marginali e dovuti all'ordinaria manutenzione.

Si precisa altresì che il Gruppo A2A prevede di effettuare investimenti nel comparto idroelettrico nei prossimi esercizi e in particolare interventi di manutenzione e di incremento dell'efficienza energetica di impianti situati in Lombardia e in Calabria.

La Società ha deciso di avvalersi delle facoltà previste dagli articoli 70, comma 8, e 71, comma 1-bis, del Regolamento Emittenti e, quindi, di derogare all'obbligo di mettere a disposizione del pubblico un documento informativo in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumento di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizione e cessione.

Allegati
alle Note illustrative
al Resoconto
intermedio di gestione

1 - Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato

Denominazione	Sede	Divisa	Capitale sociale (migliaia)	
Area di consolidamento				
A2A Reti Gas S.p.A.	Brescia	Euro	445.000	
A2A Reti Elettriche S.p.A.	Brescia	Euro	520.000	
A2A Calore & Servizi S.r.l.	Brescia	Euro	150.000	
Selene S.p.A.	Brescia	Euro	3.000	
A2A Servizi alla Distribuzione S.p.A.	Brescia	Euro	2.000	
A2A Energia S.p.A.	Milano	Euro	2.000	
A2A Trading S.r.l.	Milano	Euro	1.000	
A2A Logistica S.p.A.	Brescia	Euro	250	
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	Brescia	Euro	70.000	
A2A Ambiente S.p.A.	Brescia	Euro	220.000	
Aspem Energia S.r.l.	Varese	Euro	2.000	
A2A Montenegro d.o.o.	Podgorica (Montenegro)	Euro	100	
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	
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. in liquidazione	Atene (Grecia)	Euro	60	
Ecolombardia 18 S.r.l.	Milano	Euro	378	
Ecolombardia 4 S.p.A.	Milano	Euro	13.515	
Sicura S.r.l.	Milano	Euro	1.040	
Sistema Ecodeco UK Ltd	Canvey Island Essex (Regno Unito)	GBP	250	
Vespia S.r.l. in liquidazione	Milano	Euro	10	
A.S.R.A.B. S.p.A.	Cavaglià (BI)	Euro	2.582	
Nicosiambiente S.r.l.	Milano	Euro	50	
Bioase S.r.l.	Sondrio	Euro	677	
Montichiariambiente S.r.l.	Brescia	Euro	10	
Aprica S.p.A.	Brescia	Euro	20.000	
Amsa S.p.A.	Milano	Euro	10.000	
Bellisolina S.r.l.	Montanaso (LO)	Euro	10	
SED S.r.l.	Robassomero (TO)	Euro	1.250	
Bergamo Servizi S.r.l.	Sarnico (BG)	Euro	10	
Elektroprivreda Cnre Gore AD Niksic (EPCG)	Niksic (Montenegro)	Euro	907.108	
EPCG d.o.o. Beograd	Beograd (Serbia)	Dinar RSD	3.101	
Zeta Energy d.o.o.	Danilovgrad (Montenegro)	Euro	14.240	
Partecipazioni destinate alla vendita				
SEASM S.r.l.	Brescia	Euro	700	

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

	% di parte- cipazione consolidata di Gruppo al 30 09 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 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%)	Consolidamento integrale
	90,00%	90,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Aspem S.p.A.	Consolidamento integrale
	80,00%	80,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	74,50%	74,50%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A Trading S.r.l.	Consolidamento integrale
	70,00%	70,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	60,00%	60,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	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
	80,00%	80,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	Aprica S.p.A.	Consolidamento integrale
	41,75%	41,75%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	EPCG	Consolidamento integrale
	57,86%	51,00%	EPCG	Consolidamento integrale
	67,00%	67,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale

2 - Elenco delle partecipazioni
in società valutate col metodo
del Patrimonio netto

Denominazione	Sede	Divisa	Capitale sociale (migliaia)
Partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto			
PremiumGas S.p.A.	Bergamo	Euro	120
Ergosud S.p.A.	Roma	Euro	81.448
Ergon Energia S.r.l. in liquidazione	Milano	Euro	600
Metamer S.r.l.	San Salvo (CH)	Euro	650
SET S.p.A.	Toscolano Maderno (BS)	Euro	104
Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.	Gardone Val Trompia (BS)	Euro	6.000
Ge.S.I. S.r.l.	Brescia	Euro	1.000
Centrale Termoelettrica del Mincio S.r.l.	Ponti sul Mincio (MN)	Euro	11
Serio Energia S.r.l.	Concordia sulla Secchia (MO)	Euro	1.000
Visano Soc. Trattamento Reflui S.c.a.r.l.	Brescia	Euro	25
LumEnergia S.p.A.	Lumezzane (BS)	Euro	300
Sviluppo Turistico Lago d'Iseo S.p.A.	Iseo (BS)	Euro	1.616
ACSM-AGAM S.p.A.	Monza	Euro	76.619
Futura S.r.l.	Brescia	Euro	2.500
Prealpi Servizi S.r.l.	Varese	Euro	5.451
COSMO Società Consortile a Responsabilità Limitata	Brescia	Euro	100
G.Eco S.r.l.	Treviglio (BG)	Euro	500
Bergamo Pulita S.r.l.	Bergamo	Euro	10
Tecnoacque Cusio S.p.A.	Omegna (VB)	Euro	206
Rudnik Uglja Ad Pljevlja	Pljevlja (Montenegro)	Euro	21.493
Totale partecipazioni			

	Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al 30 09 2015 (migliaia)	Criterio di valutazione
	50,00%	AzA Alfa S.r.l.	3.039	Patrimonio netto
	50,00%	AzA S.p.A.	-	Patrimonio netto
	50,00%	AzA S.p.A.	-	Patrimonio netto
	50,00%	AzA Energia S.p.A.	1.472	Patrimonio netto
	49,00%	AzA S.p.A.	903	Patrimonio netto
	49,15%	AzA S.p.A. (48,77%) AzA Reti Gas S.p.A. (0,38%)	5.041	Patrimonio netto
	44,50%	AzA S.p.A.	1.866	Patrimonio netto
	45,00%	AzA S.p.A.	3	Patrimonio netto
	40,00%	AzA S.p.A.	790	Patrimonio netto
	40,00%	AzA S.p.A.	10	Patrimonio netto
	33,33%	AzA Energia S.p.A.	214	Patrimonio netto
	24,29%	AzA S.p.A.	833	Patrimonio netto
	21,94%	AzA S.p.A.	34.883	Patrimonio netto
	20,00%	AzA Calore & Servizi S.r.l.	638	Patrimonio netto
	12,47%	Aspem S.p.A.	897	Patrimonio netto
	52,00%	AzA Calore & Servizi S.r.l.	69	Patrimonio netto
	40,00%	Aprica S.p.A.	3.400	Patrimonio netto
	50,00%	AzA Ambiente S.p.A.	-	Patrimonio netto
	25,00%	AzA Ambiente S.p.A.	242	Patrimonio netto
	39,49%	AzA S.p.A.	19.067	Patrimonio netto
			73.367	

3 - Elenco delle attività finanziarie disponibili per la vendita

Denominazione	Quote possedute %	Azionista	Valore di carico al 30 09 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.	280
Azienda Energetica Valtellina e Valchiavenna S.p.A. (AEVV)	9,39%	A2A S.p.A.	1.846
Altre:			
AQM S.r.l.	7,52%	A2A S.p.A.	
AvioValtellina S.p.A.	0,18%	A2A S.p.A.	
Banca di Credito Cooperativo dell'Oglio e del Serio s.c.	n.s.	A2A S.p.A.	
Brescia Mobilità S.p.A.	0,25%	A2A S.p.A.	
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.	
Emittenti Titoli S.p.A.	1,85%	A2A S.p.A.	
E.M.I.T. S.r.l. in liquidazione	10,00%	A2A S.p.A.	
Guglionesi Ambiente S.c.a.r.l.	1,01%	A2A Ambiente S.p.A.	
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 30 09 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			6.191
Totale attività finanziarie disponibili per la vendita			8.472

(*) 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.

Incentivazione della produzione da rinnovabili

Il Decreto Bersani ha inoltre previsto, nell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento 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 secondo i criteri stabiliti da un Decreto

Ministeriale attuativo, non ancora emanato. 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 predetto Decreto Ministeriale attuativo. 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 (art. 37 cit., commi 5 e 6) 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 arbitro.

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. Nonostante la valutazione di pro-competitività resa dalla Corte Costituzionale (Sent. 28/2014) sulle norme introdotte dall'art. 37 (definite come previsioni 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"*), il Governo italiano ha recentemente ritenuto di prospettare alla Commissione Europea una possibile modifica di tali norme, nell'ambito di un complessivo riassetto normativo del settore.

A livello di normativa regionale, la Regione Lombardia, prima con la Legge n. 19/2010 e poi con la Legge n. 35/2014 ha modificato la Legge Regionale n. 26/2003, inserendo l'articolo 53-

bis che disciplina la cd. prosecuzione temporanea dell'esercizio per le concessioni scadute, 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 febbraio 2015 sono state impugnate dal Governo innanzi alla Corte Costituzionale, sicché si attende su esse il verdetto della Consulta. Allo scopo di superare il fondamento di questo ricorso governativo, la Regione con L.R. 22/2015 ha abrogato la previsione del cd. canone aggiuntivo, sostituendolo però con la possibilità di imporre ai concessionari non meglio precisate misure compensative. In data 5 ottobre 2015 il Governo ha quindi deliberato di proporre ricorso alla Corte costituzionale anche avverso queste ultime norme regionali, ribadendo che la materia delle prestazioni patrimoniali imposte ai concessionari attiene alla concorrenza ed è quindi di competenza esclusiva statale, e inoltre il rilievo che l'esercizio delle concessioni scadute compete ai concessionari uscenti, a condizioni invariate, in forza del citato comma 8-bis dell'art. 12 del D.Lgs. 79/1999, senza che sia legittimo configurare alcun potere discrezionale della Regione in proposito.

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 sovracanone BIM dovuto dai concessionari di derivazioni d'acqua per produzione di forza motrice per il biennio 1° 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.

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 primo semestre 2016), 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.

Con Deliberazione 453/2015/R/eel l'Autorità ha poi di fatto rinnovato il regime di essenzialità per tutti gli impianti siciliani oltre i 50 MW (esclusi i FER), come previsto dal D.L. 91/2014, aggiornando contestualmente il corrispettivo di reintegrazione dei costi di generazione.

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 dispacciamento.

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 di 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 febbraio 2015.

Sistemi Efficienti d'Utenza

I Sistemi Efficienti di Utenza (SEU e SEESEU) sono Sistemi Semplici di Produzione e Consumo costituiti da almeno un impianto di produzione e da un'unità di consumo direttamente connessi tra loro mediante un collegamento privato senza obbligo di connessione a terzi, e collegati, direttamente o indirettamente, tramite almeno un punto, alla rete pubblica.

L'ottenimento della qualifica di SEU o SEESEU, rilasciata dal GSE, comporta il riconoscimento di condizioni tariffarie agevolate sull'energia elettrica consumata e non prelevata dalla rete, limitatamente alle parti variabili degli oneri generali di sistema, come previsto dal D.Lgs n. 115/08 e dall'articolo 25-bis del Decreto Legge n. 91/14 convertito con Legge n. 116/14.

Con chiarimento del 12 giugno 2015, l'Autorità ha specificato che nell'ambito dei servizi ausiliari di generazione vanno considerati i servizi ausiliari di cui alla definizione dell'Unipede (ora Eurelectric) e quindi anche gli impianti asserviti alla produzione quali, ad esempio, gli impianti di movimentazione del combustibile, il riscaldamento, l'illuminazione e gli uffici direttamente connessi con l'esercizio della centrale.

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.

Tale capacità è stata interamente conferita (l'ultima capacità di modulazione uniforme disponibile è stata allocata nell'ambito della procedura d'asta dello scorso 16 giugno).

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

Borsa del gas

Con la Deliberazione 436/2015/R/gas l'Autorità per l'energia ha approvato le modifiche alla convenzione tra GME e Snam Rete Gas ed alle condizioni di accesso al PSV, consentendo di

rendere operativo l'accesso delle 'Borse terze' di altri paesi europei al mercato nazionale italiano, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas. Le nuove regole introducono la possibilità di offrire tali prodotti a termine da parte dei soggetti (le cd. 'Borse terze') che gestiscono piattaforme su cui sono negoziati prodotti con consegna fisica presso i principali *hub* del continente.

Provvedimenti comuni ai due settori

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).

Successivamente il GME ha reso disponibile un servizio di pubblicazione delle informazioni privilegiate (PIP) per l'adempimento all'obbligo di *disclosure* delle informazioni privilegiate previsto.

Business Unit Commerciale

Condizioni economiche servizio di maggior tutela

Con Delibera 670/2014/R/eel l'AEEGSI ha aggiornato il livello della componente RCV per il 2015 ed introdotto, tra le altre cose, un meccanismo transitorio di compensazione degli oneri connessi alla morosità dei clienti finali, applicato agli esercenti per i quali si sia verificato uno scostamento significativo del valore dell'*unpaid* ratio effettivo rispetto a quello assunto per il calcolo delle componenti RCV applicata in corso d'anno e che abbiano messo in atto azioni di gestione e di recupero del credito efficienti. Alla società A2A Energia S.p.A., per effetto dell'ammissione a tale meccanismo, sono stati riconosciuti 5,8 milioni di euro.

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.

A tale proposito, e relativamente al contenzioso in atto, nel mese di settembre il TAR ha respinto i ricorsi presentati da alcuni operatori, tra cui A2A Energia S.p.A., confermando la piena legittimità di tale meccanismo.

Nell'ambito del consueto aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela per il quarto trimestre, si rileva peraltro un incremento del +0,4% della componente CPR.

Provvedimenti comuni ai due settori

Nella seduta del 7 ottobre la Camera ha approvato il Disegno di Legge annuale per il mercato e la concorrenza (cd. D.D.L. Concorrenza), il quale include una serie di norme anche relativamente al settore energia. Nel dettaglio il D.D.L., attualmente in discussione al Senato nell'ambi-

to del processo di conversione in Legge, dispone il superamento del regime di tutela e maggior tutela a far data dal 1° gennaio 2018, subordinatamente al verificarsi contestuale di determinate condizioni, che qualora non conseguite comporterebbero il differimento di 6 mesi in 6 mesi sine die della scadenza di cui sopra, nonché norme relative alla separazione delle politiche di comunicazione del marchio tra imprese verticalmente integrate (cd. *brand unbundling*).

A tale proposito l'Autorità, con Deliberazione 296/2015/R/com del 23 giugno, ha disposto:

- l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione tra le imprese di distribuzione e le imprese di vendita (compresa la denominazione sociale, la ditta, l'insegna e ogni altro elemento distintivo);
- che le attività commerciali relative all'attività di distribuzione, in particolare quelle di interfaccia con i clienti finali, vengano svolte tramite l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti da quelli relativi all'attività di vendita;
- l'obbligo di utilizzo di politiche di comunicazione e marchi distinti per lo svolgimento del servizio di tutela/maggior tutela rispetto al mercato libero, pur nel rispetto dell'unicità dei segni distintivi dell'impresa;
- che le attività commerciali relative all'attività di vendita di energia elettrica nel mercato libero e l'esercizio del servizio di maggior tutela vengano svolte tramite l'utilizzo di canali informativi, spazi fisici e personale separati.

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 2014 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.

Con Legge 29 luglio 2015, n.115, art. 8 comma 1, il comma 22 è stato integrato con riferimento alle società che siano divenute controllate di quotata dopo il 31 dicembre 2004, in esecuzione di operazioni societarie effettuate in assenza di procedure conformi ai principi e alle disposizioni dell'Unione europea applicabili all'affidamento, prevedendo una cessazione dell'affidamento al 31 dicembre 2018 (o alla scadenza prevista nel contratto di servizio o negli atti che regolano il rapporto se anteriori). Si segnala, altresì, che la Legge 7 agosto 2015 n. 124 agli artt. 18 e 19 fissa criteri di delega rispettivamente per il riordino della disciplina in materia di partecipazioni societarie delle amministrazioni pubbliche e per il riordino della disciplina in materia di servizi pubblici locali di interesse economico generale.

Testo Unico dell'Ambiente

Il Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152 ("Norme in materia ambientale"), come successivamente modificato ed integrato, in particolare con Decreto Legislativo n. 205/10 che ha dettato disposizioni di attuazione della Direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti, è il testo normativo di

riferimento per il settore ambientale. La più recente modifica sostanziale alle parti II, III, IV e V del Decreto Legislativo 152/2006 è stata apportata dal D.Lgs. 4 marzo 2014 n. 46 recante disposizioni sulle emissioni industriali in attuazione della Direttiva 2010/75/UE e Prevenzione e Riduzione Integrate dell’Inquinamento (IPPC). In particolare, sono state ampliate le attività AIA e il decreto prevede, come meglio specificato nel D.M. n. 272 del 13 novembre 2014, l’obbligo, qualora la Verifica di Sussistenza preliminare lo preveda, di predisporre una relazione di riferimento ad ogni richiesta di nuova attività o ad ogni modifica sostanziale autorizzativa, che fotografi la situazione degli impatti sull’ambiente e sulla salute dell’attività stessa, in modo da poter valutare lo status del sito produttivo prima, durante e a fine attività. Si evidenzia che in proposito è recentemente stata pubblicata la Nota del Ministero dell’Ambiente 17 giugno 2015, n. 12422 - Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) - Ulteriori criteri sulle modalità applicative della disciplina alla luce delle modifiche del D.Lgs 46/2014.

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 (detta anche IED – *Industrial Emission Directive*) ha introdotto norme impattanti su tutti gli impianti industriali, con nuove limitazioni alle emissioni in atmosfera e la previsione di maggiori e più stringenti controlli. In esecuzione di tale disposizione, a decorrere dal 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.

Altri provvedimenti di interesse

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, inoltre, l'entrata in vigore dal 1° giugno 2015 del Regolamento EU 1357/2014 e della Decisione EU 955/2014.

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

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

Decreto Legge Sbocca Italia – disposizioni in materia di termoutilizzazione

La G.U. n. 212 del 12 settembre 2014 ha pubblicato il D.L. 133/2014 (cd. "Sbocca Italia"), recante *"Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive"*. Tra le norme di interesse si segnala in particolare quanto previsto dall'art. 35 in materia di termovalorizzazione, relativamente al quale si è in attesa del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri che individui gli impianti di recupero energia e smaltimento rifiuti urbani e alcune categorie di rifiuti speciali, esistenti o da realizzare, necessari per attuare un sistema integrato e moderno di gestione di tali rifiuti atto a conseguire la sicurezza nazionale nell'autosufficienza, per il superamento delle procedure di infrazione per mancata attuazione delle norme europee di settore.

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

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

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

La Legge 22 maggio 2015, n. 68 introduce nuovi reati in campo ambientale.

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

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

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.

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 PTO.

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 CIP 6 per il 2014 (conguaglio) e per il 1° trimestre 2015 (acconto), 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. 06537 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.

Connessione degli impianti di biometano alle reti di distribuzione e trasporto del gas

In ottemperanza al D.M. Mise del 5 dicembre 2013 recante "Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale", l'Autorità con Deliberazione 46/2015/R/gas ha approvato le direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale, a cui i gestori di rete dovranno adeguare i propri codici di rete, e le disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili all'incentivazione.

Successivamente con Deliberazione 210/2015/R/gas ha poi approvato le prime direttive in materia di processi di mercato relativi all'immissione di biometano nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale, disciplinando le modalità di allocazione delle immissioni e dei prelievi di biometano nonché quelle per il ritiro dedicato del medesimo da parte del GSE in alternativa alla vendita diretta sul mercato e limitatamente agli impianti con capacità produttiva fino a 500 Smc/h.

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.

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 Deliberazione 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.

Nel mese di luglio il Consiglio di Stato, convalidando la sentenza del TAR Lombardia n. 1729/2014, ha confermato l'annullamento di tale disciplina, e quindi delle tariffe di trasporto per il periodo 2014/2017, nella parte in cui non si era ottemperato alle disposizioni di cui all'articolo 38, comma 2-bis del Decreto Legge 83/2012 che imponeva all'Autorità di "adeguare il sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale secondo criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas naturale".

A tale proposito si ricorda che nel mese di giugno il Consiglio di Stato, accogliendo un ricorso presentato dalla società Enel Trade, aveva precedentemente sancito l'illegittimità delle tariffe di trasporto per il precedente periodo 2010-2013, in quanto penalizzanti alcuni soggetti importatori, ed annullando quindi contestualmente le Delibere ARG/gas 184/09, 192/09, 198/09 e 218/10.

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, mentre il D.M. 20 maggio 2015, n. 106 ha provveduto a modificare il D.M. 226/11 in modo da recepire le novità normative succedutesi in materia di calcolo del valore di rimborso degli impianti, soprattutto per quel che riguarda il trattamento dei contributi e l'applicazione delle linee guida, di offerta economica, ed in particolare in materia di canone e di offerte relative agli investimenti in efficienza energetica, nonché le novità di natura procedurale relative alle modalità di gestione delle gare da parte delle Stazioni Appaltanti.

Nell'ambito dei compiti affidati dal legislatore al regolatore, l'Autorità, con la Deliberazione 571/2014/R/gas ha modificato lo schema di contratto di servizio tipo per la distribuzione di gas naturale, ed infine, con Deliberazione 407/2015/R/gas, ha modificato le disposizioni adottate con Delibera 310/2014/R/gas in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale, in particolare in relazione agli aspetti metodologici per l'identificazione delle fattispecie con scostamento tra VIR e RAB superiore al 10%.

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

Tariffe di distribuzione e misura e Regolazione Qualità gas

Con Deliberazioni 573/2013/R/gas e 574/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato, rispettivamente, la regolazione tariffaria per le gestioni comunali/sovracomunali 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, mentre con la Deliberazione 396/2015/R/gas sono state modificate le tempistiche relative ai meccanismi di perequazio-

ne. I valori provvisori delle tariffe dell'anno 2015 sono stati approvati con la Deliberazione 147/2015/R/gas.

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 applicando il nuovo metodo di calcolo ed aggiornamento del WACC, oggetto del documento per la consultazione 275/2015/R/com. 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 e messa in servizio precedentemente stabiliti dalla Deliberazione 28/2012/R/gas dei cd. *smart meter gas* e ha introdotto alcune ulteriori specifiche relative alle modalità di riconoscimento in tariffa di tali cespiti.

Riforma della regolazione dell'attività di misura dei punti di riconsegna della rete di distribuzione

L'Autorità con la Deliberazione 117/2015/R/gas, anche in attuazione del Decreto Legislativo 102/2014 (cd. Efficienza Energetica), ha provveduto a riformare la regolazione della misura dei punti di riconsegna della rete di distribuzione. Sono poi introdotte nuove disposizioni in materia di rilevazione e gestione delle teleletture e nuove modalità e tempistiche di rilevazione e messa a disposizione delle letture di *switching*.

Servizio di Default distribuzione

Con la Deliberazione 417/2015/R/gas l'Autorità ha provveduto ad integrare la disciplina del Servizio di *Default* Trasporto con decorrenza 1° ottobre 2015, relativamente alle cause di attivazio-

ne del servizio, alle condizioni di erogazione, ed al meccanismo di copertura degli oneri dovuti alla morosità di cui alle Delibere 306 e 363/2012/R/gas.

Successivamente, con la Deliberazione 443/2015/R/gas, l'AEEGSI ha accettato l'intenzione manifestata dalla società Snam Rete Gas di svolgere il servizio per l'anno termico 2015/2016, e quindi di non bandire gare per individuare fornitori alternativi relativamente a tale periodo. A tale proposito i gestori delle reti regionali hanno potuto manifestare la necessità che venga individuato con urgenza un soggetto alternativo che garantisca il bilanciamento.

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).

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.

Limitatamente alla regolazione tariffaria del servizio di misura, l'Autorità ha fissato il valore dell'*X-factor* al 7,1% annuo.

Con Deliberazione 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, sono 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 sono stati pubblicati diversi documenti di consultazione che illustrano gli orientamenti dell'Autorità in merito; tale procedimento includerà l'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.

Inoltre, con il documento di consultazione 416/2015/R/eel l'AEEGSI ha illustrato i propri orientamenti in merito alla definizione delle specifiche funzionali dei contatori intelligenti di seconda generazione di energia elettrica in bassa tensione, in ottemperanza al Decreto Legislativo n. 102/2014. A tale proposito l'Autorità individua specifiche funzionali per i misuratori di “seconda generazione” (2G) e alcuni criteri generali da seguire per la progettazione dei sistemi di *smart metering 2G (future-proof design)*.

Con la Deliberazione 146/2015/R/eel l'Autorità ha determinato l'aggiornamento delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione energia elettrica per l'anno 2015.

Con la Deliberazione 268/2015/R/eel l'Autorità ha approvato il Codice di Rete Tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica con riferimento alle tematiche delle garanzie contrattuali e agli aspetti amministrativi di fatturazione e pagamento dei corrispettivi connessi al servizio di trasporto e messa a disposizione dei dati di misura.

L'Autorità ha, infine, pubblicato la Delibera 377/2015/R/eel con la quale provvede ad approvare il nuovo meccanismo di calcolo della perequazione tra perdite *standard* e perdite effettive, nonché l'aggiornamento dei fattori di perdita per le forniture in media tensione. Con questa delibera viene confermato il valore derivante dal meccanismo transitorio.

Provvedimenti comuni ai due settori

L'Autorità, con Deliberazione 296/2015/R/com del 23 giugno, ha approvato le nuove disposizioni in materia di separazione funzionale (TIUF).

Rispetto alle precedenti disposizioni contenute nel TIU (allegato alla Deliberazione n. 11/07), la maggiore novità consiste nell'introduzione dell'obbligo di separazione del marchio (per cui si rimanda all'apposito paragrafo della sezione dedicata alla *Business Unit Commerciale*).

Risparmio ed efficienza energetica

Decreto Legislativo di recepimento della Direttiva Europea in tema di efficienza energetica

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

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

Anche in esecuzione delle innovazioni al D.Lgs. 152/06 apportate dall'art. 7 D.L. 133/14 e s.m.i., nella seduta del 17 settembre 2015 il Consiglio di Amministrazione dell'Ufficio d'Ambito, con Deliberazione n. 14, ha scelto quale forma di gestione unica del Servizio Idrico Integrato nell'Ambito Territoriale Ottimale della Provincia di Brescia, la società mista, con il conseguente venir meno, fatte salve le salvaguardie di legge che comprendono quindi gli affidamenti in capo alla società, di tutte le altre diverse forme di gestione medio tempore individuate dall'Autorità d'Ambito sul territorio di competenza. In data 9 ottobre, la Conferenza dei Comuni ha espresso il parere vincolante e in data 19 ottobre il Consiglio Provinciale ha adottato la delibera 38 in merito alla forma di gestione, portando così a compimento il procedimento deliberativo.

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 alla 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. La Provincia di Brescia, Ente di Governo dell'ATO, ha approvato la proposta del Consiglio di Amministrazione dell'Ufficio d'Ambito n. 12/2014 con Deliberazione del Consiglio Provinciale n. 13/2015, assunta in data 30 marzo 2015.

L'Ente di Governo ha svolto le necessarie valutazioni finalizzate alla formulazione della motivata istanza di sovra-cap per il gestore A2A Ciclo Idrico S.p.A. approvate nella seduta del Consiglio di Amministrazione dell'Ambito della Provincia di Brescia del 17 settembre.

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 (Fonti Energetiche Rinnovabili). 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.

169

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 capitale 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.

Attualmente la RAE sta considerando la determinazione delle tariffe per un nuovo periodo transitorio della durata solo di 1 anno, a partire dal 1° gennaio 2016 fino al 31 dicembre 2016, successivamente al quale verranno ridefinite le metodologie tariffarie per un periodo regolatorio triennale (dal 2017 al 2019). Si è in attesa, entro la fine dell'anno della pubblicazione delle nuove tariffe che saranno quindi valide solo per il 2016.

Scenario e mercato

Quadro macroeconomico

Consuntivo terzo trimestre 2015

La frenata dei Paesi emergenti spinge al ribasso la crescita mondiale, mentre nelle economie avanzate la ripresa migliora gradualmente. Secondo il Fondo Monetario Internazionale, sulle economie emergenti pesa il crollo dei prezzi delle materie prime e, in alcuni casi, l'instabilità politica. Tale crescita risulta in calo per il quinto anno consecutivo e si dovrebbe attestare al 4% come previsione per il 2015 (fonte: FMI).

I dati sul PIL cinese nel terzo trimestre 2015 certificano la discesa del ritmo di espansione dell'economia di Pechino sotto la soglia del 7%, per la prima volta dall'inizio della crisi finanziaria globale. Relativamente agli Stati Uniti, la Federal Reserve ha rivisto al rialzo il PIL del secondo trimestre 2015 a +3,9% da un precedente +3,7%. A spingere l'aggiornamento al rialzo della crescita USA sono stati i forti incrementi della spesa dei consumatori e la ripresa del settore delle costruzioni.

Nel secondo trimestre di quest'anno il PIL dell'Eurozona è cresciuto dello 0,4%, in linea con la precedente previsione. Nella seconda parte del 2015 il PIL si dovrebbe espandere ad un ritmo moderato: +0,4% nel terzo trimestre e +0,5% nel quarto trimestre (fonte: Istat). Nella media di quest'anno la crescita è stata rivista al rialzo e la previsione è di un'espansione del PIL dell'1,6% nel 2015.

Relativamente all'Italia, secondo l'Istat, la crescita del PIL è attesa ad un +0,3% nel terzo trimestre 2015, con un intervallo di confidenza compreso tra +0,1 e +0,5%. In presenza di un rallentamento delle esportazioni, condizionate dalla decelerazione delle economie dei paesi emergenti, sarà la domanda interna a dare un contributo positivo al PIL. In questo scenario, la crescita acquisita per il 2015 dovrebbe attestarsi intorno allo 0,7%.

L'inflazione mondiale è rimasta sostanzialmente inalterata su bassi livelli nelle principali economie avanzate. Al di fuori dell'OCSE perdurano generali pressioni deflazionistiche in Cina ed India. In Brasile e Russia, invece, l'inflazione è rimasta elevata poiché il deprezzamento della moneta locale ha provocato un aumento dei prezzi all'importazione.

Torna negativa l'inflazione nell'Area Euro. L'indice dei prezzi al consumo elaborato da Eurostat è sceso a settembre dello 0,1%, tornando a segnare il segno meno per la prima volta dal marzo scorso. A trainare al ribasso l'indice sono stati soprattutto i prezzi dei beni energetici, scesi dell'8,9%.

Relativamente all'Italia, l'Istat rivede al ribasso le stime per l'inflazione a settembre. L'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) diminuisce dello 0,4% su base mensile e aumenta dello 0,2% su base annua (la stima preliminare era +0,3%), facendo registrare lo stesso tasso tendenziale dei tre mesi precedenti. La componente energetica ha continuato a fornire un contributo deflativo, con una caduta dei prezzi che si è ulteriormente ampliata (-7,6% su base annua).

Il tasso di cambio EUR/USD si è attestato a 1,12 dollari nel mese di settembre 2015, in lieve ripresa rispetto ai mesi di luglio ed agosto. Nel terzo trimestre 2015 il valore medio del cambio EUR/USD è stato pari a 1,11, facendo segnare un lieve incremento rispetto al livello registrato nel trimestre precedente e consolidando il *trend* di ripresa della moneta unica nei confronti del dollaro, che ha toccato i minimi nel mese di aprile, con il cambio a 1,08. La media del cambio EUR/USD dei primi nove mesi del 2015 si attesta a 1,11 rispetto a 1,36 dello stesso periodo dell'anno precedente.

Nella riunione del 3 settembre 2015 il Consiglio direttivo della BCE ha deciso di lasciare invariati i tassi di interesse di riferimento allo 0,05% e ha prospettato di rafforzare (aggiustandolo nelle dimensioni, nella composizione e nella durata) il “*Quantitative Easing*”, in quanto ci vorrà più tempo del previsto affinché l'inflazione raggiunga livelli prossimi al 2%. Anche la Federal Reserve e la Banca del Giappone hanno deciso di mantenere invariati i tassi ufficiali rispettivamente allo 0,25 ed allo 0,1%.

Le prospettive

Le prospettive di crescita mondiale continuano nell'insieme a segnalare una ripresa modesta e disomogenea. Da un lato l'attività nei paesi avanzati è sostenuta dal basso livello dei corsi petroliferi, dal perdurare di condizioni finanziarie accomodanti, dall'esaurirsi delle misure di risanamento dei conti pubblici e dal miglioramento dei mercati del lavoro. Dall'altro lato le prospettive delle economie di mercato emergenti (EME) sono peggiorate poiché alcuni paesi avvertono l'azione di freno sulla crescita esercitata da ostacoli di natura strutturale e squilibri macroeconomici, mentre altri si trovano in una fase di aggiustamento in risposta alla caduta dei prezzi delle materie prime e all'inasprimento delle condizioni di finanziamento esterno.

Gli Stati Uniti cresceranno del 2,6% nel 2015 e del 2,8% nel 2016 (rispettivamente +0,1 punti percentuali e -0,2 punti percentuali rispetto alle stime di luglio). Russia e Brasile sono i Paesi sui quali si sono abbattute le più marcate revisioni al ribasso. Sul Brasile è prevista una recessione del 3% quest'anno e dell'1% il prossimo; sulla Russia è prevista la più pesante recessione economica tra i paesi "Brics" e si attende una contrazione pari al -3,8% nel corso del 2015. Invariate le stime sulla Cina, che dovrebbe crescere del 6,8% nel 2015 e del 6,3% nel 2016, contro il +7,3% registrato nel 2014. Per contro le economie emergenti, dopo aver registrato per cinque anni consecutivi una diminuzione della crescita, che per il 2015 dovrebbe attestarsi al 4%, dovrebbero evidenziare una risalita del PIL al 4,5% nel 2016 (fonte: FMI).

Con riferimento all'Eurozona, il Fondo Monetario Internazionale ha confermato una previsione di crescita nel 2015 dell'1,5%, identica a quella del mese di luglio, e dell'1,6% nel 2016, rivista al ribasso di 0,1 punti percentuali rispetto alle precedenti stime.

Migliorano le prospettive anche per l'economia italiana, per la quale il Fondo Monetario ha ritoccato al rialzo le stime precedenti. Il PIL italiano, rispetto all'ultima previsione di luglio del FMI, segnerà un +0,7% nel 2015 ed un +1,3% nel 2016, con una revisione al rialzo dello 0,1% in entrambi gli anni.

A fronte di un'inflazione mondiale che per il 2015 è prevista a livelli bassi, riflettendo il calo dei prezzi dell'energia, in prospettiva si stima un graduale aumento. Si prevede difatti che l'effetto del calo dei prezzi delle materie prime si esaurirà nel breve periodo portando nel medio-lungo periodo ad una ripresa dell'inflazione.

Per quanto concerne l'Area Euro, gli esperti della BCE stimano che nel breve periodo l'inflazione al consumo sui dodici mesi continuerà ad aggirarsi intorno allo zero, con una previsione di +0,2% nel quarto trimestre 2015. L'inflazione è attesa aumentare moderatamente fino a raggiungere lo 0,5% nei primi tre mesi del 2016, sostenuta dal recupero dell'economia e dall'ipotesi di un rincaro del petrolio, come emerge dai mercati dei contratti *future* per il greggio.

Le stime sui prezzi in Italia sono state riviste al rialzo dalla Commissione UE: non ci sarà deflazione quest'anno. Nel 2015 l'indice dei prezzi al consumo dovrebbe attestarsi allo 0,2%.

I più recenti "consensus" prefigurano inoltre una crescita dei prezzi al consumo dell'1,0% nel 2016.

Secondo il Fondo Monetario Internazionale, la disoccupazione italiana si attesterà al 12,2% quest'anno per poi calare all'11,9% nel 2016, dopo il 12,7% del 2014.

Il tasso di cambio EUR/USD mantiene un *trend* rialzista, approfittando della fase di debolezza generalizzata del dollaro provocata dalla recente decisione della FED di mantenere ancora invariato il tasso di interesse negli USA al minimo storico, nel "range" tra 0% e 0,25%.

Determinanti saranno le politiche monetarie divergenti di BCE e FED: dal un lato la FED, in procinto di ritoccare i tassi di interesse, dall'altro la BCE che prospetta di ampliare il programma di “*Quantitative Easing*”, elemento che dovrebbe aiutare a contenere le spinte rialziste sul cambio EUR/USD. Si stima che il cambio continui ad oscillare nel “*range*” compreso tra 1,11 e 1,15 fino a novembre, con possibilità di discesa nell'ultimo mese dell'anno.

Andamento del mercato energetico

Nel corso dei primi nove mesi dell'anno le quotazioni delle *commodity* energetiche hanno risentito fortemente delle incertezze del quadro macroeconomico mondiale e della debolezza dei fondamentali di domanda ed offerta dei mercati di riferimento.

Il prezzo del *Brent* ha registrato un andamento piuttosto altalenante, attestandosi ad un valore medio pari a 56,7 \$/bbl (corrispondente a 50,9 €/bbl), in calo di circa il 47% rispetto a quanto registrato nel medesimo periodo del 2014.

Partendo dai minimi di gennaio, ben al di sotto dei 50 \$/bbl, dopo aver raggiunto a metà maggio il massimo dell'anno a circa 67 \$/bbl, il prezzo si è riportato al di sotto dei 50 \$/bbl, con particolare riferimento alla situazione di *oversupply* ed al rallentamento dell'economia cinese, attestandosi a settembre ad una media mensile pari a 48,6 \$/bbl.

La pressione ribassista sui prezzi sta avendo i primi effetti anche sull'offerta. Se i paesi OPEC per il momento sembrano escludere tagli alla produzione, negli Stati Uniti tali livelli di prezzo hanno determinato la fermata di molti impianti. Negli ultimi tre mesi la produzione media è calata di 0,5 Mbb/g (milioni di barili al giorno), passando da 9,6 Mbb/g a 9,1 Mbb/g. Per tutto il 2015 è attesa una crescita dell'offerta di 2,3 Mbb/g, per metà ascrivibile all'incremento della sola produzione OPEC. Per il 2016 la previsione dell'EIA (U.S. Energy Information Administration) è di una sostanziale stabilità dell'offerta, a seguito del forte rallentamento da parte di paesi non-OPEC che stanno reagendo alla forte discesa dei prezzi.

Dal lato domanda, la IEA (International Energy Agency), nonostante i segni di rallentamento dell'economia cinese, ha mantenuto invariata la previsione per il 2015, che ipotizza una crescita attesa di 1,6 Mbb/g ed ha pubblicato una stima relativa al 2016 pari a 95,7 Mbb/g.

Le attese sono dunque di un prezzo che possa continuare, a meno di imprevedibili eventi, ad oscillare intorno ai 50 \$/bbl da qui a fine anno.

Le quotazioni del carbone proseguono il *trend* di discesa anche nel terzo trimestre, trainate dall'andamento del mercato petrolifero e dalla flessione della domanda cinese. Il prezzo medio del carbone con *delivery* nei porti di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (*Coal CIF ARA*) è stato pari a 58,3 \$/tonn nei primi nove mesi del 2015, in calo del 23,5% circa rispetto al me-

desimo periodo dell'anno precedente. La ripresa delle quotazioni avvenuta nei soli mesi di febbraio e marzo 2015 è stata modesta: il prezzo è rimasto inferiore al valore medio del corrispondente periodo del 2014 di oltre 15 \$/tonn.

Energia Elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale, il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nei primi nove mesi del 2015 è stato pari a 237.392 GWh (fonte: Terna), in aumento dell'1,9% rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente, pari a 233.031 GWh; in termini decalendarizzati la variazione risulta pari a +1,7%.

Nel mese di settembre il fabbisogno di elettricità in Italia è stato di 26.449 GWh (fonte: Terna), in aumento dell'1,0% rispetto a quanto registrato nel mese di settembre 2014.

La produzione netta di energia elettrica si attesta a 205.799 GWh, in aumento dello 0,9% rispetto allo stesso periodo del 2014. La normalizzazione dell'idraulicità ha determinato una forte contrazione della produzione da fonte idroelettrica, che si attesta a 36.257 GWh, registrando una diminuzione del 23,1% rispetto al medesimo periodo del 2014. Di tale diminuzione ha beneficiato la produzione di energia termoelettrica, che risulta in aumento dell'8,5% rispetto ai primi nove mesi del 2014. In aumento anche le produzioni da fonte rinnovabile: eolica +2,5%, fotovoltaica +9,5%, geotermoelettrica +4,3%. Le ore medie di funzionamento stimate a livello nazionale per tutte le tecnologie termoelettriche per i primi nove mesi del 2015 sono risultate in aumento dell'8% rispetto allo stesso periodo del 2014.

La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'86% della richiesta di energia elettrica, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la parte restante.

Sul fronte prezzi, il PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load* nei primi 9 mesi del 2015 è salito del 4,7%, attestandosi a 52,1 €/MWh, contro i 49,8 €/MWh del corrispondente periodo del 2014. Il prezzo nelle ore di alto carico aumenta del 3,3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (PUN *Peak Load* a 57,1 €/MWh vs 55,3 €/MWh) così come il prezzo nelle ore a basso carico, che registra un aumento del 5,5% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (PUN *Off-Peak* a 49,34 €/MWh vs 46,75 €/MWh).

Gas Naturale

Nel corso dei primi nove mesi del 2015 la domanda di gas naturale è aumentata dell'8,5% rispetto allo stesso periodo del 2014, attestandosi a 47.225 Mmc (fonte: Snam Rete Gas) per effetto dei consistenti rialzi registrati nei mesi estivi imputabili principalmente alla produzio-

ne di energia da fonte termoelettrica. Ad agosto i consumi hanno proseguito il percorso di crescita, iniziato a giugno e rafforzatosi notevolmente a luglio, con un aumento del 16% circa rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, mentre a settembre i consumi di gas naturale in Italia registrano una lieve flessione su base annua (-0,4%).

Nei primi nove mesi del 2015 a sostenere la crescita sono stati il segmento residenziale e commerciale con un incremento del 9,5%, rispetto ai primi nove mesi del 2014, ed il settore termoelettrico che ha registrato un incremento del 14,4%, attestandosi a 14.785 Mmc. I consumi industriali registrano una diminuzione dell'1,4%.

L'*import* ha rappresentato circa il 90,3% del fabbisogno al netto dell'andamento dello stoccaggio, mentre la produzione nazionale ha coperto la restante parte attestandosi a 4.817 Mmc (-6,8% rispetto allo stesso periodo del 2014), con valori in calo ai minimi storici.

Il prezzo del gas al PSV (mercato spot di riferimento del gas in Italia) nei primi nove mesi del 2015 è stato pari a 22,87 €/MWh, in aumento del 2,7% rispetto allo stesso periodo del 2014, mentre il prezzo del gas al TTF (mercato spot di riferimento del gas in nord Europa) è stato pari a 20,73 €/MWh, in aumento dell'1,3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Questo andamento discordante ha determinato un incremento del differenziale tra prezzo al PSV e prezzo al TTF con una media sui nove mesi di circa 2,1 €/MWh.

Risultati per settori di attività

Risultati per settore di attività

Dal 1° gennaio 2015 il Gruppo ha intrapreso un processo di cambiamento organizzativo, al fine di rendere la stessa organizzazione efficace e orientata a raggiungere i risultati con *Business Units* dedicate. Ciò ha comportato il passaggio da un assetto organizzativo basato sulle filiere ad un assetto organizzativo basato su *Business Units*. In particolare, sono state individuate le seguenti *Business Units*:

- *Business Unit* Generazione e Trading
- *Business Unit* Commerciale
- *Business Unit* Ambiente
- *Business Unit* Calore e Servizi
- *Business Unit* Reti
- *Business Unit* EPCG
- Altri Servizi e Corporate

La riorganizzazione ha comportato tra l'altro una rivisitazione dei flussi di reportistica in base ai quali il *Management* definisce e adotta le principali decisioni strategiche gestendo i *business* di riferimento. Tale riorganizzazione è stata inoltre riflessa nella predisposizione del Piano strategico 2015-2019 che è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 9 aprile 2015.

I settori di attività in cui opera il Gruppo AzA sono riconducibili alle seguenti “*Business Units*”:

Business Unit Generazione e Trading

L'attività della *Business Unit* Generazione e *Trading* è relativa alla gestione del portafoglio impianti di generazione⁽¹⁾ del Gruppo. Il comparto “Generazione” ha lo specifico obiettivo di massimizzare la disponibilità e l'efficienza degli impianti, minimizzando i costi di esercizio e manutenzione (O&M). Il comparto “*Trading*” ha invece il compito di massimizzare il profitto derivante dalla gestione del portafoglio energetico attraverso l'attività di compravendita di energia elettrica, di combustibili (gassosi e non gassosi) e di titoli ambientali sui mercati all'ingrosso nazionali ed esteri. Rientra nell'ambito della *Business Unit* anche l'attività di *trading* sui mercati nazionali ed esteri di tutte le *commodities* energetiche (gas, energia elettrica, titoli ambientali).

Business Unit Commerciale

L'attività della *Business Unit* Commerciale è finalizzata alla vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale ai clienti del mercato libero e alla commercializzazione ai clienti serviti in regime di tutela.

Business Unit Ambiente

L'attività della *Business Unit* è relativa 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.

Altri Servizi e Corporate

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

I servizi di *Corporate*, invece, comprendono le attività di guida, indirizzo strategico, coordinamento e controllo della gestione industriale, nonché i servizi a supporto del *business* e delle attività operative (esempio: servizi amministrativi e contabili, legali, di approvvigionamento, di gestione del personale, di *information technology*, di comunicazione etc.) i cui costi, al netto di quanto riaddebitato per competenza alle singole *Business Unit* in base ai servizi resi, rimangono in carico alla *Corporate*.

(2) Potenza installata complessivamente pari a 0,9 GW.

Business Unit
Generazione e Trading

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

Dati quantitativi - Settore energia elettrica

3° trim. 2015	3° trim. 2014	GWh	30 09 2015	30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
		FONTI				
3.708	2.907	Produzioni nette	9.701	8.608	1.093	12,7%
2.415	1.184	- produzione termoelettrica	6.128	3.841	2.287	59,5%
1.292	1.722	- produzione idroelettrica	3.570	4.765	(1.195)	(25,1%)
1	1	- produzione fotovoltaica	3	2	1	50,0%
9.596	8.644	Acquisti	28.801	28.660	141	0,5%
1.750	1.283	- borsa	5.477	4.852	625	12,9%
1.211	2.115	- grossisti	4.017	6.884	(2.867)	(41,6%)
6.635	5.246	- portafoglio di Trading/Service	19.307	16.924	2.383	14,1%
13.304	11.551	TOTALE FONTI	38.502	37.268	1.234	3,3%
		USI				
1.289	1.508	Vendita a Retailer del Gruppo	4.016	4.416	(400)	(9,1%)
2.848	2.133	Vendite ad altri grossiti	8.213	6.254	1.959	31,3%
2.532	2.665	Vendite in borsa	6.966	9.674	(2.708)	(28,0%)
6.635	5.245	Portafoglio di Trading/Service	19.307	16.924	2.383	14,1%
13.304	11.551	TOTALE USI	38.502	37.268	1.234	3,3%

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

Nel periodo in esame la produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 9.701 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 28.801 GWh, per una disponibilità complessiva di 38.502 GWh.

La produzione evidenzia una crescita del 12,7% rispetto ai primi nove mesi dell'anno precedente. In particolare, la riduzione della produzione idroelettrica (-25,1%) dovuta alla straordinaria idraulicità registrata nello stesso periodo dell'esercizio 2014 è stata più che compensata da un incremento della produzione termoelettrica (+59,5%) determinato da una maggiore intermediazione sul mercato dei servizi di dispacciamento anche a seguito delle alte temperature registrate nel terzo trimestre 2015.

Gli acquisti di energia elettrica si sono attestati a 28.801 GWh (28.660 GWh al 30 settembre 2014): i minori acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso sono stati compensati dalle maggiori quantità intermedie nell'ambito dell'attività di *trading*.

Nello stesso periodo la crescita delle vendite sui mercati all'ingrosso (+31,3%) ha più che compensato la riduzione delle vendite alla *Business Unit Commerciale* (-9,1%), determinando una minore esposizione sui mercati *spot* (-28,0%).

Le quantità di energia elettrica intermedie nell'ambito dell'attività di *trading* registrano un incremento del 14,1%.

Complessivamente le vendite di energia elettrica della *Business Unit Generazione e Trading* si sono attestate a 38.502 GWh (37.268 GWh al 30 settembre 2014).

Dati quantitativi - Settore gas

3° trim. 2015	3° trim. 2014	Milioni di mc	30 09 2015	30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
		FONTI				
710	444	Approvvigionamenti	1.846	1.566	280	17,9%
(183)	(194)	Prelievi da magazzino	(69)	(168)	99	(58,9%)
(3)	(4)	Autoconsumi/GNC	(10)	(9)	(1)	11,1%
170	451	Portafoglio di Trading/Service	755	1.077	(322)	(29,9%)
694	697	TOTALE FONTI	2.522	2.466	56	2,3%
		USI				
110	85	Usi <i>Business Unit Commerciale</i>	748	759	(11)	(1,4%)
280	104	Usi termoelettrici	623	363	260	71,6%
6	6	Usi <i>Business Unit Calore e Ambiente</i>	64	67	(3)	(4,5%)
128	51	Grossisti	332	200	132	66,0%
170	451	Portafoglio di Trading/Service	755	1.077	(322)	(29,9%)
694	697	TOTALE USI	2.522	2.466	56	2,3%

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

Nei primi nove mesi del 2015 i volumi di gas venduti sono risultati complessivamente pari a 2.522 milioni di metri cubi, in aumento del 2,3% rispetto allo stesso periodo del 2014 (2.466 milioni di metri cubi).

I maggiori volumi venduti per usi termoelettrici (+71,6%, anche a seguito delle alte temperature rilevate nel terzo trimestre dell'anno) e l'incremento delle vendite sui mercati all'ingrosso (+66,0%) hanno più che compensato la flessione registrata dalle vendite alla *Business Unit Commerciale* (-1,4%).

In riduzione i volumi di gas intermediati nell'ambito del Portafoglio di *Trading* (-29,9%).

Dati economici

3° trim. 2015	3° trim. 2014	Millioni di euro	01 01 2015 30 09 2015	01 01 2014 30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
649	565	Ricavi	2.030	2.053	(23)	(1,1%)
99	94	Margine Operativo Lordo	291	287	4	1,4%
15,3%	16,6%	% su Ricavi	14,3%	14,0%		
(45)	(40)	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(127)	(161)	34	(21,1%)
54	54	Risultato Operativo Netto	164	126	38	30,2%
8,3%	9,6%	% su Ricavi	8,1%	6,1%		
8	10	Investimenti	36	25	11	44,0%

Nel periodo in esame la *Business Unit* Generazione e *Trading* ha evidenziato ricavi per 2.030 milioni di euro, in diminuzione di 23 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell’esercizio precedente sostanzialmente a seguito dei minori volumi di energia elettrica e gas venduti alla *Business Unit* Commerciale e al calo dei prezzi di vendita.

Il Margine Operativo Lordo si è attestato a 291 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto ai primi nove mesi del 2014 (287 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Nel confronto con l’anno precedente, il risultato del 2015 beneficia, tuttavia, di minori costi per mobilità per circa 12 milioni di euro, mentre risente, per circa 42 milioni di euro, dell’effetto di componenti positive di reddito non ricorrenti registrate, in prevalenza, nei primi nove mesi del 2014, di cui 8 milioni di euro *intercompany*.

Al netto di tali effetti, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* risulta in crescita di circa 34 milioni di euro: l’ottima *performance* registrata nel comparto termoelettrico, per effetto di un miglioramento degli *spread* sul gas e sul carbone e delle maggiori quantità intermedie dai cicli combinati a gas sui mercati secondari (anche a seguito delle alte temperature registrate nel terzo trimestre 2015), le maggiori vendite di titoli ambientali, nonché i risparmi derivanti dal piano di efficienza operativa, hanno più che compensato la flessione della marginalità del comparto idroelettrico dovuta all’eccezionale idraulicità registrata nel 2014 (oltre 61 milioni di euro in meno).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 127 milioni di euro (161 milioni di euro al 30 settembre 2014). La riduzione, pari a 34 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 164 milioni di euro (126 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014).

Nel periodo in esame gli investimenti sono risultati pari a 36 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di manutenzione straordinaria presso i nuclei idroelettrici di Mese, Udine e della Valtellina per 17 milioni di euro ed interventi di ambientalizzazione (DeNOx) della centrale termoelettrica a carbone di Monfalcone per circa 15 milioni di euro. Sono inoltre stati effettuati interventi di manutenzione straordinaria sulla centrale a ciclo combinato di Gissi per 2 milioni di euro.

Business Unit Commerciale

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

Dati quantitativi

3° trim. 2015	3° trim. 2014		30 09 2015	30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
		Vendite energia elettrica				
1.289	1.341	Vendite energia elettrica Mercato Libero (GWh)	3.774	4.039	(265)	(6,6%)
520	476	Vendite energia elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	1.514	1.569	(55)	(3,5%)
1.809	1.817	Totale vendite energia elettrica (GWh)	5.288	5.608	(320)	(5,7%)

3° trim. 2015	3° trim. 2014		30 09 2015	30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
		Vendite gas				
63	55	Vendite gas Mercato Libero (Mmc)	371	349	22	6,3%
42	30	Vendite gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	360	401	(41)	(10,2%)
105	85	Totale vendite gas (Mmc)	731	750	(19)	(2,5%)

Le quantità di vendita sono esposte al netto delle perdite.

Nei primi nove mesi del 2015 si registra una riduzione sia nelle vendite di energia elettrica (-5,7%) sia nelle vendite di gas (-2,5%) rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente.

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

Dati economici

3° trim. 2015	3° trim. 2014	Milioni di euro	01 01 2015 30 09 2015	01 01 2014 30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
275	275	Ricavi	974	1.078	(104)	(9,6%)
24	16	Margine Operativo Lordo	78	63	15	23,8%
8,7%	5,8%	% su Ricavi	8,0%	5,8%		
(5)	(7)	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(13)	(14)	1	(7,1%)
19	9	Risultato Operativo Netto	65	49	16	32,7%
6,9%	3,3%	% su Ricavi	6,7%	4,5%		
1	1	Investimenti	2	4	(2)	(50,0%)

Nel periodo in esame la *Business Unit Commerciale* ha evidenziato ricavi per 974 milioni di euro (1.078 milioni di euro al 30 settembre 2014), in contrazione rispetto ai primi nove mesi del 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) e, come sopra evidenziato, per il calo dei prezzi di vendita.

Il Margine Operativo Lordo si è attestato a 78 milioni di euro, in crescita di 15 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente.

Il risultato del 2014 includeva tuttavia componenti negative di reddito non ricorrenti per un importo pari a 7 milioni di euro (attribuibili alle partite *intercompany* menzionate nella *Business Unit Generazione e Trading*), mentre il periodo in esame registra, al contrario, componenti positive di reddito non ricorrenti pari a 6 milioni di euro. Al netto di tali partite, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* evidenzia una crescita di 2 milioni di euro (+2,8%) sostanzialmente dovuta all'aumento dei margini unitari nel mercato libero elettrico, nonostante i maggiori oneri di sbilanciamento determinati dalle alte temperature registrate nel periodo estivo.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 13 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto allo stesso periodo del 2014.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 65 milioni di euro (49 milioni di euro nei primi nove mesi dell'anno precedente).

Nei primi nove mesi del 2015 gli investimenti della *Business Unit Commerciale* si sono attestati a circa 2 milioni di euro ed hanno riguardato principalmente sviluppi ed interventi di manutenzione evolutiva sulle piattaforme *Hardware* e *Software* a supporto delle attività di *marketing* e di fatturazione.

Business Unit Ambiente

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

Dati quantitativi

3° trim. 2015	3° trim. 2014		30 09 2015	30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
212	211	Rifiuti raccolti (Kton)*	682	676	6	0,9%
608	661	Rifiuti smaltiti (Kton)	1.934	1.965	(31)	(1,6%)
331	344	Energia elettrica venduta (GWh)	996	1.048	(52)	(5,0%)
101	103	Calore ceduto (GWht)**	751	667	84	12,6%

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

(**) Quantità rilevate a bocca di centrale.

Nei primi nove mesi del 2015 le quantità di rifiuti raccolti, pari a 682 migliaia di tonnellate, sono risultate in crescita dello 0,9% rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente principalmente a seguito dei maggiori rifiuti raccolti nella Città di Milano.

Le quantità di rifiuti smaltiti evidenziano invece una flessione (-31 migliaia di tonnellate) rispetto al 30 settembre 2014 principalmente attribuibile ai minori rifiuti smaltiti presso la discarica lotti inertizzati di Corteolona ed ai minori smaltimenti presso il termovalorizzatore di Brescia, determinati da un maggior numero di giorni di fermo rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente.

Tale flessione è stata in parte compensata dall’entrata in esercizio dell’impianto di trattamento del vetro di Asti (a partire da luglio 2014) e dai maggiori conferimenti effettuati presso la discarica di Montichiari.

Per le ragioni sopramenzionate anche le quantità di energia elettrica vendute sono risultate inferiori di 52 GWh rispetto ai primi nove mesi del 2014, mentre la produzione di calore è risultata in crescita (+84 GWh termici) per effetto delle maggiori quantità richieste dal comparto teleriscaldamento.

Dati economici

3° trim. 2015	3° trim. 2014	Milioni di euro	01 01 2015 30 09 2015	01 01 2014 30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
198	183	Ricavi	604	584	20	3,4%
51	50	Margine Operativo Lordo	161	165	(4)	(2,4%)
25,8%	27,3%	% su Ricavi	26,7%	28,3%		
(18)	(23)	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(50)	(63)	13	(20,6%)
33	27	Risultato Operativo Netto	111	102	9	8,8%
16,7%	14,8%	% su Ricavi	18,4%	17,5%		
14	11	Investimenti	37	32	5	15,6%

Nel periodo in esame la *Business Unit* Ambiente ha registrato ricavi per 604 milioni di euro (584 milioni di euro al 30 settembre 2014). L'incremento è sostanzialmente attribuibile ai servizi offerti per EXPO 2015 ed alle maggiori quantità smaltite presso l'impianto del vetro di Asti (entrato in esercizio a luglio 2014).

Il Margine Operativo Lordo è risultato pari a 161 milioni di euro (165 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Al netto di partite non ricorrenti per 5 milioni di euro, il Margine Operativo Lordo evidenzia una flessione di 9 milioni di euro, sostanzialmente riconducibile ai minori ricavi per la vendita di energia elettrica del termovalorizzatore di Acerra (a seguito della riduzione del corrispettivo CIP 6 determinata dalla flessione dei prezzi dei combustibili di riferimento) e degli altri impianti di termovalorizzazione del Gruppo (per effetto della flessione dei prezzi dell'energia elettrica).

La riduzione è stata in parte compensata dall'incremento della marginalità nel comparto della raccolta principalmente dovuta ai maggiori servizi offerti per EXPO 2015 e per il Comune di Como.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 50 milioni di euro (63 milioni di euro nei primi nove mesi dell'anno precedente). La flessione, pari a circa 13 milioni di euro, è attribuibile ai minori accantonamenti per rischi relativi a contenziosi fiscali e legali.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 111 milioni di euro (102 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Gli Investimenti del periodo in esame si sono attestati a 37 milioni di euro e hanno riguardato interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di termovalorizzazione (20 milioni di euro), degli impianti di trattamento e discariche (3 milioni di euro), nonché l'acquisto di mezzi e contenitori per la raccolta (14 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

3° trim. 2015	3° trim. 2014	GWht	30 09 2015	30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
		FONTI				
50	48	Impianti di:	727	627	100	15,9%
-	-	- Lamarmora	292	256	36	14,1%
-	3	- Famagosta	87	88	(1)	(1,1%)
7	6	- Tecnocity	49	37	12	32,4%
43	39	- Altri impianti	299	246	53	21,5%
116	117	Acquisti da:	962	868	94	10,8%
15	14	- Terzi	201	190	11	5,8%
101	103	- Altre Business Units	761	678	83	12,2%
166	165	TOTALE FONTI	1.689	1.495	194	13,0%
		USI				
100	100	Vendite ai clienti finali	1.434	1.249	185	14,8%
66	65	Perdite di distribuzione	255	246	9	3,7%
166	165	TOTALE USI	1.689	1.495	194	13,0%

Note:
- I dati fanno riferimento alla sola attività di teleriscaldamento. Non sono incluse le vendite relative alla gestione calore.
- Sono incluse tra gli acquisti le quantità di calore acquistate dalla Business Unit Ambiente.

Nei primi nove mesi del 2015 le vendite di calore ai clienti finali hanno evidenziato una crescita del 13,0% rispetto allo stesso periodo dell’esercizio precedente, che era stato caratterizzato da un clima particolarmente mite.

Le produzioni e gli acquisti di calore sono cresciuti rispettivamente di 100 GWh termici e di 94 GWh termici.

Dati economici

3° trim. 2015	3° trim. 2014	Milioni di euro	01 01 2015 30 09 2015	01 01 2014 30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
15	23	Ricavi	161	169	(8)	(4,7%)
(7)	(5)	Margine Operativo Lordo	40	34	6	17,6%
(46,7%)	(21,7%)	% su Ricavi	24,8%	20,1%		
(6)	(10)	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(22)	(25)	3	(12,0%)
(13)	(15)	Risultato Operativo Netto	18	9	9	100,0%
(86,7%)	(65,2%)	% su Ricavi	11,2%	5,3%		
10	19	Investimenti	33	44	(11)	(25,0%)

Nei primi nove mesi del 2015 i ricavi si sono attestati a 161 milioni di euro (169 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Il Margine Operativo Lordo è risultato pari a 40 milioni di euro, in crescita di 6 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014.

Tale incremento, sostanzialmente determinato da un andamento climatico più favorevole rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente e da una continua ed efficace azione di sviluppo commerciale (in particolare nella città di Milano), è stato in parte compensato dalla flessione dei risultati conseguiti sui mercati dei titoli ambientali (anche a seguito di iniziative non accolte dal GSE).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 22 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto al 30 settembre 2014.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 18 milioni di euro (9 milioni di euro nello stesso periodo dell’anno precedente).

Gli Investimenti del periodo, pari a 33 milioni di euro, si riferiscono ad interventi di sviluppo e mantenimento delle reti di teleriscaldamento (circa 23 milioni di euro, di cui 15 milioni di euro nella città di Milano) e allo sviluppo e mantenimento di nuovi impianti di cogenerazione (10 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

3° trim. 2015	3° trim. 2014		30 09 2015	30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
2.941	2.661	Energia elettrica distribuita (GWh)	8.463	8.066	397	4,9%
130	119	Gas distribuito (Mmc)	1.198	1.139	59	5,2%
42	45	Gas trasportato (Mmc)	247	235	12	5,1%
17	15	Acqua distribuita (Mmc)	46	45	1	2,2%

L'energia elettrica distribuita nei primi nove mesi del 2015 è stata pari a 8.463 GWh, in crescita (+397 GWh) rispetto allo stesso periodo del 2014, a seguito di una ripresa dei consumi industriali e delle alte temperature registrate nel periodo estivo.

Anche le quantità di gas distribuito e trasportato risultano in crescita rispettivamente del 5,2% e del 5,1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, che era stato caratterizzato da temperature particolarmente miti.

L'acqua distribuita è pari a 46 Mmc (45 Mmc al 30 settembre 2014).

Dati economici

3° trim. 2015	3° trim. 2014	Milioni di euro	01 01 2015 30 09 2015	01 01 2014 30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
160	158	Ricavi	511	518	(7)	(1,4%)
77	70	Margine Operativo Lordo	213	208	5	2,4%
48,1%	44,3%	% su Ricavi	41,7%	40,2%		
(24)	(22)	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(68)	(66)	(2)	3,0%
53	48	Risultato Operativo Netto	145	142	3	2,1%
33,1%	30,4%	% su Ricavi	28,4%	27,4%		
30	33	Investimenti	78	77	1	1,3%

Nel periodo in esame i ricavi della *Business Unit Reti* sono stati pari a 511 milioni di euro (518 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Il Margine Operativo Lordo si è attestato a 213 milioni di euro, in aumento di 5 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi dell'anno precedente. Il risultato del 2014, tuttavia, includeva, nel comparto della distribuzione di energia elettrica, partite di ricavo non ricorrenti per circa 12 milioni euro, relative ai maggiori ricavi riconosciuti per gli esercizi 2012 e 2013 dall'AEEGSI con Delibera 258/14/R/eel.

Al netto di tali partite il Margine Operativo Lordo risulta in crescita di 16 milioni:

- il comparto del servizio idrico integrato evidenzia un aumento della marginalità pari a 4 milioni di euro, principalmente dovuto agli incrementi tariffari riconosciuti dall'AEEGSI;
- nel comparto dell'illuminazione pubblica il margine è in crescita di 9 milioni di euro a seguito dell'avvio, a luglio 2014, del progetto di sostituzione degli apparati luminosi con nuove lampade a *led* a basso consumo energetico nel Comune di Milano;
- i comparti della distribuzione energia elettrica e gas registrano invece un margine sostanzialmente in linea rispetto ai primi nove mesi del 2014.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 68 milioni di euro (66 milioni al 30 settembre 2014).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 145 milioni di euro (142 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Gli Investimenti, nel periodo in esame, sono risultati pari a 78 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 (28 milioni di euro);
- nel comparto distribuzione gas, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti relativi all'allacciamento di nuovi utenti, alla sostituzione di tubazioni in media e bassa pressione e dei contatori e *smart meter* gas (34 milioni di euro);
- nel comparto ciclo idrico integrato, interventi sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi sulle reti fognarie (12 milioni di euro);
- nel comparto illuminazione pubblica, interventi per la sostituzione degli apparati luminosi con impianti *led* nei Comuni di Milano e Brescia (4 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

3° trim. 2015	3° trim. 2014	GW/h	30 09 2015	30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
		FONTI				
669	683	Produzioni	2.163	2.143	20	0,9%
423	393	- produzione termoelettrica	1.033	983	50	5,1%
246	290	- produzione idroelettrica	1.130	1.160	(30)	(2,6%)
318	223	Import e altre fonti	788	745	43	5,8%
313	215	- import	754	733	21	2,9%
5	8	- altre fonti	34	12	22	n.s.
987	906	TOTALE FONTI	2.951	2.888	63	2,2%
		USI				
754	693	Consumi mercato domestico	2.164	2.033	131	6,4%
92	83	Perdite di distribuzione	333	304	29	9,5%
38	30	Perdite di trasmissione	105	91	14	15,4%
6	8	Altri usi	16	26	(10)	(38,5%)
97	92	Export	333	434	(101)	(23,3%)
987	906	TOTALE USI	2.951	2.888	63	2,2%

Nei primi nove mesi del 2015 la disponibilità complessiva del Gruppo EPCG è risultata pari a 2.951 GWh (2.888 GWh al 30 settembre 2014).

Il Gruppo EPCG ha prodotto complessivamente 2.163 GWh (+0,9% rispetto ai primi nove mesi del 2014), di cui 1.033 GWh da fonte termoelettrica e 1.130 GWh da fonte idroelettrica: la produzione termoelettrica evidenzia una crescita del 5,1% rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente a seguito dei minori giorni di fermata dell’impianto di Pljevlja mentre la flessione della produzione idroelettrica (-2,6%) è sostanzialmente dovuta alle minori precipitazioni registrate nei mesi estivi.

Il calo della produzione idroelettrica, a fronte dell'aumento del 6,4% della domanda interna (determinato dalle alte temperature registrate, in particolare, nel terzo trimestre del 2015), ha determinato un incremento dell'*import* e degli altri acquisti di energia (+43 GWh), nonché una riduzione delle quantità esportate (-101 GWh).

La disponibilità complessiva del Gruppo EPCG è risultata pari a 2.951 GWh (2.888 GWh al 30 settembre 2014).

Dati quantitativi - Distribuzione Energia Elettrica

3° trim. 2015	3° trim. 2014		30 09 2015	30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
583	520	Energia elettrica distribuita (GWh)*	1.637	1.506	131	8,7%

(*) Dati al netto delle perdite di distribuzione.

L'energia elettrica distribuita sulla rete di media e bassa tensione è risultata pari a 1.637 GWh (1.506 GWh al 30 settembre 2014) per effetto dell'andamento climatico registrato nel corso del 2015.

Dati economici

3° trim. 2015	3° trim. 2014	Milioni di euro	01 01 2015 30 09 2015	01 01 2014 30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
63	57	Ricavi	181	176	5	2,8%
11	12	Margine Operativo Lordo	43	42	1	2,4%
17,5%	21,1%	% su Ricavi	23,8%	23,9%		
(9)	(9)	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(26)	(29)	3	(10,3%)
2	3	Risultato Operativo Netto	17	13	4	30,8%
3,2%	5,3%	% su Ricavi	9,4%	7,4%		
9	6	Investimenti	16	18	(2)	(11,1%)

Nei primi nove mesi del 2015 i ricavi della *Business Unit* EPCG si sono attestati a 181 milioni di euro (176 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Il Margine Operativo Lordo è risultato pari a 43 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto ai primi nove mesi dell'anno precedente (42 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 26 milioni di euro (29 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 17 milioni di euro, in crescita di 4 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2014.

Gli investimenti, pari a 16 milioni di euro, si riferiscono principalmente ad interventi di sostituzione dei contatori tradizionali con contatori telegestiti (circa 10 milioni di euro), ad interventi di manutenzione della rete primaria e secondaria di distribuzione (2 milioni di euro), nonché ad interventi di manutenzione sull'impianto termoelettrico di Pljevlja (circa 2 milioni di euro) e sugli impianti idroelettrici di Perucica e Piva (circa 1 milione di euro).

Altri Servizi e Corporate

Dati economici

3° trim. 2015	3° trim. 2014	Millioni di euro	01 01 2015 30 09 2015	01 01 2014 30 09 2014	Variazioni	% 2015/2014
42	48	Ricavi	131	143	(12)	(8,4%)
(3)	(5)	Margine Operativo Lordo	(12)	(16)	4	(25,0%)
(7,1%)	(10,4%)	% su Ricavi	(9,2%)	(11,2%)		
(5)	(4)	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(54)	(6)	(48)	n.s.
(8)	(9)	Risultato Operativo Netto	(66)	(22)	(44)	n.s.
(19,0%)	(18,8%)	% su Ricavi	(50,4%)	(15,4%)		
1	1	Investimenti	4	5	(1)	(20,0%)

Nei primi nove mesi del 2015, i ricavi degli Altri Servizi e Corporate sono risultati pari a 131 milioni di euro (143 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Il Margine Operativo Lordo è negativo per 12 milioni di euro (negativo per 16 milioni di euro nei primi nove mesi del 2014).

Sul risultato dei primi nove mesi del 2015 hanno inciso per circa 2 milioni di euro partite positive di reddito non ricorrenti di competenza dell'esercizio precedente. Si evidenziano inoltre minori oneri per spese bancarie per un importo pari a 1 milione di euro.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 54 milioni di euro (6 milioni di euro al 30 settembre 2014). Tale variazione, è attribuibile allo stanziamento, nei primi nove mesi del 2015, di maggiori accantonamenti per rischi.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 66 milioni di euro (negativo per 22 milioni di euro al 30 settembre 2014).

Gli Investimenti del periodo, pari a 4 milioni 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...”.

200

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 tasso di cambio ad esse associato.

Il Gruppo ha approvato una *Energy Risk Policy* che disciplina le modalità con cui viene monitorato e gestito il rischio *commodity* ovvero il massimo livello di variabilità cui il risultato è esposto con riferimento all'andamento dei prezzi delle *commodities* energetiche.

In coerenza con quanto previsto dalla *Policy*, vengono annualmente definiti ed approvati i limiti di rischio *commodity* del Gruppo.

Il rischio di mercato viene gestito monitorando costantemente l'esposizione netta totale del portafoglio di Gruppo ed agendo sui fattori che ne condizionano maggiormente l'andamento. Vengono definite, ove necessario, idonee strategie di copertura volte a mantenere tale rischio entro i limiti stabiliti.

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

Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso d'interesse è relativo all'incertezza associata all'andamento dei tassi d'interesse ed è principalmente associato alle componenti dell'indebitamento finanziario a tasso variabile. La volatilità degli oneri finanziari associata all'andamento dei tassi di interesse viene pertanto monitorata e mitigata tramite una politica di gestione del rischio tasso volta all'individuazione di un mix equilibrato di finanziamenti a tasso fisso e a tasso variabile e l'utilizzo di strumenti derivati di copertura che limitino gli effetti delle fluttuazioni dei tassi di interesse.

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

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità riguarda la capacità del Gruppo di far puntualmente fronte ai propri impegni di pagamento. A presidio di tale rischio il gruppo garantisce il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie, nonché di un *liquidity buffer* sufficiente a far fronte agli impegni inattesi. Al 30 settembre 2015 il Gruppo ha contrattualizzato linee di credito *revolving committed* per 750 milioni di euro, non utilizzate. Inoltre ha a disposizione finanziamenti bancari a lungo termine non ancora utilizzati per un totale di 229 milioni di euro e disponibilità liquide per complessivi 552 milioni di euro.

La gestione del rischio liquidità è perseguita anche accedendo direttamente al mercato dei capitali, in particolare tramite il Programma di Emissioni Obbligazionarie (*Euro Medium Term Note Programme*), ampliato a 4 miliardi di euro, come approvato dal Consiglio di Amministrazione il 6 novembre 2014.

Rischio di default e covenants

Al 30 settembre 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 di euro con scadenza 2025.

In forma di *private placement*, 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 30 settembre 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 contiene una clausola di *Put right* a favore dell'investitore 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 (pari a 458 milioni di euro, utilizzati al 30 settembre 2015 e pari a 200 milioni di euro, non ancora utilizzati a tale data) 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 30 settembre 2015 pari a 19 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.

Le linee di credito *revolving committed* in *Club Deal* di 600 milioni di euro con scadenza novembre 2019, le bilaterali per complessivi 150 milioni di euro con scadenza 2017, attualmente non utilizzate, prevedono una clausola di *Change of Control*, che attribuisce la facoltà alle banche di chiedere, in caso di mutamento di controllo della capogruppo tale da comportare un *Material Adverse Effect*, l'estinzione della *facility* ed il rimborso anticipato di quanto eventualmente utilizzato. Inoltre la linea di credito *revolving* in *Club Deal* è soggetta al *covenant* finanziario PFN/EBITDA.

Relativamente ai prestiti obbligazionari, ai finanziamenti sopra indicati e alle linee *revolving committed* sono previste: (i) clausole di *negative pledge* per effetto delle quali la capogruppo si impegna a non costituire, con eccezioni, garanzie 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 del Gruppo.

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 11 milioni di euro al 30 settembre 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 AzA.

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. Nel mese di settembre il TAR ha tuttavia respinto i ricorsi presentati da A2A Energia S.p.A., AEM Linea Energia ed Estra, confermando la piena legittimità di tale meccanismo.

Inoltre, è fissata per fine ottobre l'udienza di merito presso il Consiglio di Stato per il contenzioso relativo 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.

Rischi operativi

Rischio di interruzioni di *business*

In tutte le *Business Units* di attività del Gruppo vengono gestiti siti produttivi tecnologicamente ed operativamente complessi (centrali elettriche, impianti di smaltimento, centrali di cogenerazione, reti di distribuzione, ecc.) il cui malfunzionamento o danneggiamento accidentale potrebbe determinarne l'indisponibilità e, conseguentemente, comportare perdite economiche ed eventuali danni di immagine dovuti all'interruzione dei servizi erogati.

Tali rischi sono legati a diversi fattori che, per alcune tipologie di impianti, potrebbero essere influenzati dalle evoluzioni del contesto competitivo e dei mercati di riferimento. Per quanto i rischi di indisponibilità degli impianti siano da ritenersi intrinseci al *business* e non del tutto eliminabili, il Gruppo pone in essere presso tutte le *Business Units* di filiera strategie di mitigazione preventiva volte a ridurre 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.

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

Inoltre, a presidio dei rischi derivanti dalle attuali modalità di funzionamento degli impianti termoelettrici, legate all'andamento dei mercati dell'energia, è in corso un processo di revisione, uniformazione ed adeguamento complessivo dei contratti di manutenzione nonché specifiche azioni di razionalizzazione nella gestione dei magazzini ricambi. Sempre nell'ambito della produzione di energia da fonte termoelettrica da segnalare che il Gruppo pone particolare attenzione, attraverso un dialogo stabile e collaborativo con istituzioni, autorità e comunità locali, alle tematiche di rischio riguardanti i siti produttivi che utilizzano combustibili fossili (Monfalcone, Brindisi, S. Filippo del Mela). Tale presidio è volto a favorire una corretta e positiva percezione degli impianti nonché a perseguire la possibilità di una futura realizzazione di progetti di adeguamento e conversione. Per quanto riguarda gli impianti idroelettrici, una tematica di rilievo, con riferimento agli assetti di funzionamento, è quella relativa alle condizioni climatiche sfavorevoli; ridotte precipitazioni nell'arco dell'anno potrebbero potenzialmente comportare minori produzioni. Onde garantire l'ottimale sfruttamento delle risorse idriche si evidenzia un presidio organizzativo costituito dalla presenza di unità aziendali dedicate all'elaborazione di analisi e modelli ingegneristici a supporto della programmazione degli impianti idroelettrici sia di medio che di breve termine.

Con riferimento alla *Business Unit* Ambiente sono in essere specifiche attività e sono installati strumenti di monitoraggio a prevenzione del possibile manifestarsi del rischio di interruzione dei servizi di conferimento, trattamento e smaltimento dei rifiuti. In particolare, sono posti in essere controlli specifici per individuare la presenza di sostanze non idonee all'interno dei rifiuti destinati alla termovalorizzazione, nonché impianti, sistemi e modalità operative specifiche di caricamento ed uscita dei materiali depositati presso i siti di stoccaggio e trattamento dei rifiuti volti al contenimento del rischio di sviluppo di incendi. La stessa *Business Unit* sta inoltre attuando operazioni di ottimizzazione della gestione di alcuni siti a supporto dell'efficientamento dei processi di smaltimento. Inoltre si evidenzia come siano stati pianificati interventi di carattere strutturale su tutti gli impianti del Gruppo, ed in particolare sui grandi impianti di termovalorizzazione, finalizzati a garantirne una maggior affidabilità e prospettiva di esercibilità nel tempo, quali ad esempio la realizzazione di linee elettriche di backup, la sostituzione

di componenti termomeccaniche giunte al termine della loro vita tecnica, rinnovamenti di strutture mirati a contenere fenomeni di ammaloramento, l'adeguamento degli impianti di recupero delle frazioni residue dei rifiuti solidi nell'ottica del loro successivo conferimento agli impianti di termovalorizzazione. 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.

Nell'ambito delle reti di trasporto e distribuzione dell'energia e del gas, si evidenzia come siano stati programmati ed avviati interventi mirati ad incrementare l'affidabilità dei servizi nonché a garantire la costante adeguatezza delle infrastrutture con l'evoluzione ed espansione dei contesti urbani e territoriali serviti dalle diverse società del Gruppo, quali ad esempio l'implementazione ed ampliamento dei sistemi di automazione e telecontrollo di stazioni e cabine, la realizzazione di nuove cabine per l'elettricità ed il gas. Nell'ambito dell'attività di esercizio delle reti elettriche si conferma come particolarmente rilevante la tematica della continuità del servizio nei periodi caratterizzati da particolari condizioni climatiche con potenziali rischi di natura reputazionale conseguenti a possibili interruzioni di erogazione del servizio. Per fare fronte a queste situazioni, oltre alle consuete attività di manutenzione, il Gruppo ha pianificato ed avviato il potenziamento degli interventi di razionalizzazione della magliatura delle reti elettriche e dei piani straordinari di bonifica dei componenti ritenuti critici ai fini della continuità dell'esercizio. Sono inoltre presenti presidi operativi di telecontrollo, avanzati strumenti tecnici di sicurezza, squadre di pronto intervento nonché specifici presidi per quelle infrastrutture che, in occasione di fenomeni eccezionali e difficilmente prevedibili in termini di localizzazione degli stessi e di valutazione dei loro effetti, risultano maggiormente esposti a rischi di interruzione nella erogazione dei servizi.

Ulteriori potenziali rischi per il Gruppo sono riferibili a possibili incidenti nell'ambito della gestione degli impianti semaforici e di pubblica illuminazione che coinvolgessero personale della azienda ovvero persone terze. A mitigazione di tale tematica di rischio sono state pianificate attività di sostituzione dei circuiti elettrici più vetusti, campagne di verifica e, ove necessario, sostituzione dei sostegni di maggiore età, implementazione di nuovi sistemi di telecontrollo dei punti di illuminazione.

Il Gruppo è inoltre attivo in progetti riguardanti lo sviluppo della rete elettrica in ottica “*smartgrid*”, ovvero una rete “intelligente” con la quale è possibile scambiare informazioni sui flussi di energia e gestire in modo più efficiente i picchi di richiesta, riducendo il rischio di interruzioni. In particolare la *Business Unit* Reti è impegnata nello sviluppo delle nuove soluzioni per le cosiddette reti “*smart*”, dove attraverso l'introduzione di tecnologia digitale si realizzano nuove funzionalità necessarie per gestire la crescente complessità derivante dalla diffusione delle fonti di generazione distribuita collegate alle reti in bassa tensione e per meglio rispondere alle richieste del Regolatore e alle attese dei clienti.

Nel teleriscaldamento sono state sperimentate con successo modalità operative di modulazione dei consumi della clientela in determinate fasce orarie, volte ad evitare eccessivi picchi di utilizzo della potenza installata, con conseguenti possibili criticità per il funzionamento ottimale delle reti. Sono allo studio interventi di potenziamento di quegli impianti di alimentazione della rete del teleriscaldamento che risultano maggiormente sfruttati, nonché interventi di costruzione di nuove vie di trasporto del calore finalizzate al miglioramento dell'assetto strutturale della rete. Tali operazioni vengono integrate, in ambito di manutenzione della rete, da una costante analisi ingegneristica a supporto degli interventi di riparazione. Sono inoltre in corso di esecuzione interventi da realizzarsi nell'arco del prossimo triennio, mirati a garantire la continuità del servizio di teleriscaldamento per le situazioni di temporanea interruzione di conferimento di calore alla rete da parte dei termovalorizzatori del Gruppo. Si segnala infine, in senso estensivo, la tematica di rischio rappresentata dalle variazioni delle temperature che possono influenzare il livello di utilizzo, da parte dei clienti finali, dei prodotti/servizi offerti.

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 studi sulla situazione degli impianti gas per aumentare il livello di sicurezza degli stessi, l'*improvement* delle recinzioni passive esistenti, il potenziamento dei sistemi antintrusione e l'installazione di sistemi di controllo degli accessi con *badge*, telecamere e sistemi all'infrarosso.

Infine, per coprire i rischi residuali il Gruppo ha stipulato polizze assicurative a copertura 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.

Rischio ambientale

I rischi collegati al verificarsi di potenziali eventi che possano provocare effetti sull'ambiente o sulla salute della popolazione residente nelle zone di influenza delle attività del Gruppo sono oggetto di sempre crescente attenzione da parte dell'opinione pubblica, degli organi regolatori pubblici e di una legislazione sempre più stringente. Questa tipologia di rischi riguarda tutte

le attività del Gruppo, con particolare riferimento allo smaltimento dei residui di produzione, alle emissioni conseguenti ai processi produttivi, alla gestione delle attività di raccolta, stoccaggio, trattamento e smaltimento rifiuti, alla fornitura di beni primari quali l'acqua potabile, alla depurazione delle acque, alla gestione delle attività di svuotamento e manutenzione degli invasi di raccolta delle risorse idriche destinate alla produzione di energia elettrica.

A presidio di tali potenziali eventi di rischio, il Gruppo ha posto in essere presidi di diversa natura: modalità di progettazione e costruzione dei siti di stoccaggio dei materiali di rifiuto, sistemi di monitoraggio e presenza di barriere statiche e dinamiche che consentano di rilevare fenomeni di inquinamento attribuibili ai siti stessi, sistemi di rilievo e monitoraggio in continuo delle emissioni, sistemi di rilievo delle concentrazioni degli inquinanti ed abbattimento degli stessi.

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

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

Il Gruppo, fortemente impegnato nella prevenzione di tali rischi, ha adottato un documento di indirizzo sulla "Politica per la Qualità, l'Ambiente e la Sicurezza del Gruppo A2A" che si configura come lo strumento attraverso il quale viene delineato l'approccio a queste tematiche. Tale documento, ampiamente diffuso all'interno e all'esterno del Gruppo, esplicita i valori che sono alla base dell'operatività aziendale e che la Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza è impegnata a diffondere e a far condividere così da guidare l'operato quotidiano di ciascun collaboratore. La Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza supporta altresì il vertice aziendale nella definizione delle politiche in materia, verificando la loro corretta attuazione e il rispetto delle normative applicabili in tutte le realtà e nei processi interni. Il Gruppo A2A è costantemente impegnato a supportare un dialogo volto alla massima collaborazione con gli enti e le comunità locali di riferimento relativamente alle tematiche ambientali.

L'attività di aggiornamento del Modello di Organizzazione e Gestione ex D.Lgs. n. 231/2001 con riferimento all'introduzione dei reati ambientali è tuttora in corso con particolare riferimento

all'attuazione dello stesso presso le singole società del Gruppo. È stato inoltre effettuato un riassetto, sia organizzativo che procedurale, della Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza, che costituisce la prima fase di un percorso di revisione ed aggiornamento delle modalità di gestione delle tematiche di rischio in oggetto e che coinvolgerà la totalità dei dipendenti e dei processi aziendali.

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

L'implementazione operativa della politica adottata avviene attraverso il ricorso ad un Sistema di Gestione Ambientale fatto proprio dalle entità operative del Gruppo che sono maggiormente esposte a possibili impatti diretti o indiretti. Questo sistema prevede un programma di progressiva estensione e adeguamento agli standard di certificazione ISO 14001 per le principali attività del Gruppo, nonché il conseguimento della certificazione EMAS sui principali impianti. Allo scopo di giungere ad un unico modello è in corso un'attività di revisione ed aggiornamento che permetterà a tutte le società operative del Gruppo di riferirsi ad un unico sistema di gestione integrato di Qualità, Ambiente e Sicurezza.

Nell'ottica di continuo miglioramento del presidio e di allineamento alle *best practices* di riferimento il Gruppo partecipa, tramite le associazioni di settore di riferimento, ai tavoli di lavoro per la definizione dei BREF (*Best Available Techniques Reference Document*) per gli LCP (*Large Combustion Plants*) e per il *waste management*.

Per monitorare e prevenire eventuali comportamenti non conformi alle procedure ambientali stabilite per le società operative del Gruppo sono stati istituiti presidi organizzativi che svolgono, tra le altre attività, analisi ambientali in affiancamento agli *audit* periodici. Nell'ottica di una continua evoluzione dei sistemi a presidio del rischio ambientale, il Gruppo ha dato la propria adesione al Progetto ARPA Lombardia, finalizzato a migliorare l'efficienza del sistema di controllo delle emissioni più significative, anche alla luce dell'evoluzione tecnica del settore, attraverso il collegamento di tutti gli SME (Sistemi di Monitoraggio Emissioni) ad un unico centro di controllo. A copertura del rischio ambientale residuale, il Gruppo A2A ha stipulato un'assicurazione contro i danni da inquinamento, sia di tipo accidentale che graduale ovvero sia per eventi originati da un fatto improvviso ed imprevedibile, sia in caso di danno ambientale connaturato con l'esercizio continuativo delle attività.

Annualmente il Gruppo A2A pubblica il proprio Bilancio di Sostenibilità in cui sono riportate informazioni e dati salienti in merito agli aspetti ambientali e sociali connessi all'attività del Gruppo stesso. Il Bilancio di Sostenibilità è conforme allo *standard* GRI-G3.1 definito dalla *Global Reporting Initiative* e dal 2010 è asseverato dalla società di revisione.

Rischi di *information technology*

Le attività del Gruppo A2A sono gestite attraverso sistemi informativi che supportano i principali processi aziendali, sia operativi che amministrativi e commerciali. L'inadeguatezza, la frammentazione delle piattaforme esistenti o il mancato aggiornamento di tali sistemi informativi rispetto alle esigenze di *business*, la loro eventuale indisponibilità, la non adeguata gestione degli aspetti legati all'integrità ed alla riservatezza delle informazioni, rappresentano potenziali fattori di rischio che il Gruppo mitiga attraverso appositi presidi governati dalla Struttura Organizzativa Group ICT.

Il percorso di integrazione e consolidamento dei sistemi informativi all'interno del Gruppo, definito sulla base dei cambiamenti degli assetti societari intervenuti negli esercizi precedenti, ha portato al raggiungimento di alcune importanti obiettivi. In seguito all'integrazione su un'unica piattaforma dei sistemi a supporto della distribuzione già effettuata, è stato completato anche il programma di convergenza dei principali sistemi a supporto delle attività commerciali. Negli ambiti in cui si rilevano ancora situazioni di frammentazione dei sistemi e delle piattaforme utilizzate, in conseguenza delle quali sono possibili inefficienze nell'attuazione dei processi di *business* quali ad esempio la fatturazione ed il recupero del credito, si evidenzia come siano state avviate le attività volte alla definizione e successiva implementazione di piani di uniformazione delle piattaforme utilizzate. Lo sviluppo ed efficientamento del complesso di sistemi informativi utilizzati dal Gruppo verranno infine ulteriormente perseguiti attraverso la definizione di un generale piano strategico architetturale dedicato.

Il Gruppo, oltre a definire contratti di affidamento in *outsourcing* dei servizi ICT che prevedono *service level agreement* chiaramente definiti, dispone di una procedura di *Disaster Recovery* che, in caso di indisponibilità di uno dei due CED (Centro Elaborazione Dati), garantisce il recupero dei dati e delle informazioni inerenti le attività di *business* sul CED alternativo. Si evidenzia che sono in fase di avviamento ulteriori attività mirate ad incrementare i livelli di affidabilità e continuità di erogazione dei servizi ICT, quali la strutturazione del *Business Continuity Plan*, volto a costituire lo strumento attraverso cui il Gruppo si prepara a far fronte a ulteriori scenari di indisponibilità dei servizi per gli ambiti ritenuti più critici, a valle della cui definizione verranno individuate specifiche attività di attuazione, strategie di definizione di futuri contratti di affidamento del supporto ai servizi ICT tipo "*Multivendor*" e di *reinsourcing* di responsabilità in ambito ICT. In considerazione della rilevanza delle attività svolte quotidianamente sulla Borsa Elettrica, particolare attenzione viene prestata al presidio dei sistemi di interfacciamento con il Mercato. Tali sistemi sono ridondati e sottoposti a specifiche procedure di gestione e manutenzione, finalizzate a proteggerne la stabilità. Il Gruppo dispone inoltre di uno specifico presidio a supporto delle attività di *trading*.

La riservatezza e la sicurezza delle informazioni sono oggetto di presidi specifici da parte del Gruppo, sia attraverso politiche interne che attraverso strumenti di segregazione degli accessi alle informazioni, nonché attraverso specifici accordi contrattuali con i soggetti terzi che eventualmente debbano accedere alle informazioni amministrative. Per migliorare ulteriormente il presidio in essere è stata avviata un'attività di verifica dell'allineamento tra il modello dei ruoli organizzativi e il modello dei ruoli tecnici di *Segregation of Duties* implementato nei sistemi. In linea con questa attività sono previsti, in progressiva adozione, strumenti di *Identity Management* e *Access Control*, volti a garantire un sempre più efficace presidio del trattamento di informazioni critiche per il *business*. È stato istituito un *team* dedicato alla prevenzione e al monitoraggio degli attacchi informatici ai sistemi aziendali e sono state acquisite specifiche soluzioni applicative per la gestione e il controllo della sicurezza informatica.

A presidio di tale specifica problematica di rischio, il Gruppo esegue annualmente *vulnerability assessment* interni ed esterni. È infine stato condotto nel 2014, ed aggiornato ed ampliato nel 2015, un *masterplan* pluriennale di iniziative di sicurezza, approvato dall'Alta Direzione, in cui sono definite le azioni da condurre per migliorare progressivamente il livello di maturità della sicurezza sino a renderlo adeguato ai servizi di *business* erogati dal Gruppo. In tale ottica è prevista la predisposizione di specifiche *policy* relative all'utilizzo dei dispositivi mobili, oggi sempre più largamente utilizzati nello svolgimento delle attività di *business*.

Inoltre è in fase di valutazione un piano di supporto centralizzato, in ambito ICT di Gruppo, dei sistemi per il monitoraggio, controllo infrastrutturale e dei processi industriali (quali ad esempio i sistemi e le reti SCADA) che, in ragione di una sempre più spinta integrazione con i sistemi "IT" (*Information Technology*) risultano potenzialmente esposti a rischi di sicurezza ed integrità.

Rischio salute e sicurezza

Il Gruppo opera in un contesto di *business* eterogeneo, caratterizzato da una forte componente tecnologica e dalla presenza di personale sul territorio e sugli impianti.

Alcune attività del Gruppo, per loro natura, sono maggiormente connotate dal rischio di infortuni "tipicamente professionali" legati ai servizi operativi sul territorio e allo svolgimento di servizi tecnici e di attività presso gli impianti.

Attraverso la Politica per la Qualità, l'Ambiente e la Sicurezza (che prevede un programma di adeguamento al Sistema di Gestione della Sicurezza dei lavoratori a norma ISO 14001 e OHSAS 18001) le misure di prevenzione adottate mirano ad un obiettivo di "rischio zero",

promuovendo una costante crescita dei livelli di sicurezza nell'ambiente di lavoro. In particolare, in tale ottica, è in avvio l'utilizzo di ulteriori modelli di valutazione del rischio Ambiente, Salute e Sicurezza a livello di singolo impianto.

Al fine di armonizzare gli obiettivi di sicurezza e protezione all'interno delle società del Gruppo e di monitorare il rispetto di tali norme anche da parte delle ditte appaltatrici, sia in fase di prequalifica che in fase di esecuzione dei lavori sui cantieri, è stata costituita una struttura centrale del Servizio di Prevenzione e Protezione nell'ambito della Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza. In tal senso è attualmente in fase di ulteriore sviluppo il modello di controllo degli appalti in materia di salute e sicurezza.

È previsto il progressivo potenziamento del presidio organizzativo che, tra le altre attività, svolge ispezioni specifiche volte a monitorare il rispetto delle procedure di attuazione delle normative in materia, nonché attività di aggiornamento formativo del personale. A questo proposito sono stati definiti piani di formazione specifici per ogni ruolo e incarico aziendale ed è stata avviata l'erogazione di tali corsi di formazione.

Prosegue il progetto di revisione dell'attuale modello organizzativo basato sulla definizione di linee guida, metodologie, strumenti e controlli forniti dalla Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza e coadiuvati dal supporto di specifiche funzioni Ambiente, Salute e Sicurezza interne ad ogni società e dal coinvolgimento attivo delle strutture operative.

È infine in programma, nell'ottica di miglioramento continuo del presidio, un processo di revisione dell'attuale modello di gestione della sorveglianza sanitaria dei dipendenti svolto attraverso l'ausilio di un'*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.

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

Milano, 12 novembre 2015

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