

2012

energia
reti

ambiente
calore
e servizi



a2a

Indice

3	Lettera agli Azionisti
7	Organi sociali
	Dati di sintesi del Gruppo A2A
10	Settori di attività
11	Aree geografiche di attività
12	Struttura del Gruppo
13	Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2012
16	Azionariato
17	A2A S.p.A. in Borsa
	Risultati consolidati e andamento della gestione
22	Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria
30	Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio
43	Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2012
44	Piano Economico e Finanziario 2013-2015
47	Evoluzione prevedibile della gestione
48	Proposte di destinazione dell'utile di esercizio al 31 dicembre 2012 e distribuzione del dividendo
	Evoluzione normativa
50	Evoluzione normativa
	Scenario e mercato
88	Quadro macroeconomico
91	Andamento del mercato energetico
	Analisi dei principali settori di attività
96	Sintesi dei risultati per settore di attività
100	Filiera Energia
105	Filiera Ambiente
108	Filiera Calore e Servizi
111	Filiera Reti
114	Altri Servizi e Corporate

Rischi e incertezze

118 Rischi e incertezze

Gestione responsabile per la sostenibilità

136 Risorse umane e relazioni industriali

139 Responsabilità sociale e relazioni con gli *stakeholder*

143 Responsabilità ambientale

145 Innovazione, sviluppo e ricerca

Altre informazioni

150 Altre informazioni

Lettera agli Azionisti



Signori Azionisti,

il 2012 è stato un anno particolarmente importante per A2A, un anno di significative trasformazioni e di crescita per il Gruppo, che è ormai una realtà profondamente diversa da quella venutasi a creare nel 2008 con la fusione di AEM S.p.A. e ASM S.p.A. e che ora si colloca ai verti-

ci italiani in tutte le aree di *business* in cui opera. Oggi è il secondo produttore nazionale di energia, con 12 GW installati e un *mix* produttivo orientato alle fonti rinnovabili, in cui l'idroelettrico rappresenta circa un quarto della capacità installata. È il *leader* italiano nei servizi ambientali e nel teleriscaldamento; è il secondo operatore nelle reti di distribuzione di elettricità e tra i primi nelle reti del gas e del ciclo idrico.

Nel corso dell'anno sono state portate a termine molte rilevanti iniziative di carattere strategico, suscettibili di apportare benefici anche per gli anni futuri, e sono stati conseguiti risultati economici e industriali decisamente positivi. Il volume d'affari consolidato ha raggiunto i 6.480 milioni di euro, in crescita del 5,7% rispetto al 2011. Il margine operativo lordo è risultato pari a 1.068 milioni (+15,6%) e l'utile netto ha toccato i 260 milioni, contro un dato negativo di 423 milioni nel precedente esercizio in conseguenza di svalutazioni pari a 627 milioni di euro. Il *cash flow* netto è stato positivo per 732 milioni, dopo investimenti per 360 milioni e il pagamento di dividendi per 40 milioni.

La crescita del margine industriale è stata sostenuta dalla Filiera Energia, il cui margine operativo lordo ha raggiunto i 541 milioni di euro (+61%), prevalentemente per effetto dell'acquisizione del controllo di Edipower S.p.A., società entrata nel perimetro di consolidamento del Gruppo A2A dal giugno 2012. Al buon andamento della filiera ha dato il suo apporto anche la

controllata montenegrina EPCG, il cui risultato industriale è tornato positivo, raggiungendo i 17,5 milioni di euro.

La Filiera Ambiente ha subito un calo del margine industriale pari a 20 milioni di euro, essenzialmente per il venir meno dell'incentivo CIP 6 relativo alle produzioni elettriche in alcuni impianti di termovalorizzazione del Gruppo (Corteolona, Bergamo, Filago, Milano). In lieve flessione anche la Filiera Reti (-7 milioni di euro), per effetto di partite non ricorrenti di competenza di esercizi precedenti, mentre la Filiera Calore e Servizi ha registrato un incremento del margine operativo lordo da 67 a 69 milioni di euro (+3%), attribuibile ai maggiori volumi venduti nel comparto teleriscaldamento per effetto delle nuove volumetrie allacciate. Positiva anche la gestione straordinaria, che ha contribuito per circa 111 milioni di euro all'utile del periodo, grazie in particolare alle plusvalenze nette derivanti dalle cessioni del Gruppo Coriance e delle partecipazioni azionarie detenute in Metroweb S.p.A. ed e-Utile S.p.A..

Tutto ciò, in uno scenario certamente non facile sia a livello internazionale che nazionale. Anche nel 2012 l'economia mondiale, malgrado alcuni segni positivi manifestatisi nei primi mesi dell'anno, non ha infatti registrato quella spinta da tutti attesa ed è anzi cresciuta a un ritmo inferiore rispetto all'anno precedente. Secondo gli ultimi dati del Fondo Monetario Internazionale l'incremento del PIL globale è stato del 3,2% a fronte del 4,0% del 2011, nonostante segnali di rafforzamento negli Stati Uniti e in alcune economie emergenti. A fare da freno, ancora una volta, è stato soprattutto il Vecchio Continente, con il PIL dell'Unione Europea che ha subito una flessione dello 0,3% e quello dell'Eurozona dello 0,6%. Per parte sua l'Italia non ha ancora trovato la via della ripresa e si è confermata in piena recessione, con un PIL in calo del 2,4% e la produzione industriale diminuita del 6,7%.

La perdurante crisi economica ha inciso fortemente sui consumi energetici nel nostro Paese: il fabbisogno netto di energia elettrica ha registrato una flessione del 2,8% rispetto al 2011 e quello del gas naturale si è ridotto del 4,1%. Ciò non è senza rilievo per un Gruppo come A2A, che trae oggi quasi il 50% del suo margine operativo lordo dal settore energia, ma che ha saputo trovare, pur in un contesto assai critico, la forza e la capacità di guardare avanti e di perseguire una strategia di crescita e di efficientamento.

Il varo del Piano Economico Finanziario 2013-2015, approvato nel novembre 2012, ha fatto da suggello a questa strategia, imperniata sullo sviluppo delle attività industriali del Gruppo nelle quattro aree di *core business* (energia, ambiente, calore, reti), sul rafforzamento patrimoniale della società (anche attraverso la cessione di attività e partecipazioni non strategiche o scarsamente redditizie), sull'incremento dell'efficienza operativa e sull'allocazione selettiva degli investimenti nelle aree a maggiore redditività economica e sostenibilità ambientale.

Nella Filiera Energia la priorità è attualmente il raggiungimento della piena integrazione con la neo acquisita Edipower S.p.A., al fine di sfruttare al massimo tutte le possibili sinergie e ottenere ulteriori margini di crescita sotto il profilo reddituale anche, ma non solo, per il consolidamento dei risultati per l'intero esercizio a fronte dei sette mesi di consolidamento nel 2012. Nella Filiera Ambiente è stato avviato un piano di aggregazione, riorganizzazione e sviluppo che porterà entro il 2013 alla nascita della più grande società italiana nel settore dello smaltimento rifiuti: un *business* che incorpora potenziali di sviluppo decisamente elevati, se solo si guarda al divario fra il nostro Paese e le realtà più avanzate in Europa nelle modalità di smaltimento. Nella Filiera Calore è stato messo a punto un programma di investimenti per oltre 700 milioni in otto anni, finalizzato allo sviluppo del teleriscaldamento in alcune città lombarde fra cui Milano, dove l'obiettivo è di far crescere dal 7% al 20% la quota di penetrazione nel mercato potenziale, favorendo un significativo risparmio energetico e la riduzione delle emissioni inquinanti. La Filiera Reti beneficerà a sua volta di investimenti volti a rendere sempre più estesi, capillari ed efficienti i servizi di distribuzione di elettricità, gas e ciclo idrico nelle aree già coperte e in aree limitrofe di potenziale espansione.

Sotto il profilo finanziario la struttura della società è solida e la liquidità disponibile è tale da garantire le scadenze delle linee di debito oltre la fine del 2015. Nel novembre 2012 A2A ha lanciato un'emissione obbligazionaria per 750 milioni di euro, che ha trovato un'assai positiva risposta dal mercato: la domanda ha superato i 4,5 miliardi di euro, risultando di 6 volte superiore all'offerta. Inoltre, la generazione di cassa nei dodici mesi ha in larga misura ripagato il debito derivante dall'acquisizione di Edipower S.p.A., riducendo a 4,1 dal precedente 4,4 il rapporto di indebitamento (Posizione Finanziaria Netta / Margine Operativo Lordo) a fine esercizio, con un *trend* virtuoso che si prevede in continuità per i prossimi anni.

La crescita del Gruppo non fa venir meno l'elemento distintivo che contraddistingue A2A sin dalla sua nascita: il radicamento nel territorio dove, attraverso le nostre società, eroghiamo un ampio spettro di servizi essenziali alla collettività e dove, attraverso le due Fondazioni ASM e AEM, partecipiamo alla vita delle comunità locali dando concreto sostegno ad iniziative di ricerca e attività sociali, sportive e culturali.

Analogo impegno A2A dedica alla sostenibilità ambientale, mettendo in campo severe politiche di gestione e monitoraggio di tutte le proprie attività e producendo ogni anno un Bilancio di Sostenibilità che fornisce in modo dettagliato dati e informazioni su tutti gli aspetti delle attività del Gruppo che impattano sulla società e sull'ambiente. Non a caso A2A S.p.A. è stata inserita nel *Carbon Disclosure Leadership Index* 2012, che riunisce le 10 aziende del FTSE Italy che hanno mostrato maggiore trasparenza e completezza nella comunicazione di informazioni riguardanti il controllo e la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e il potenziale impatto sui cambiamenti climatici.

In sintesi, A2A si presenta oggi come un Gruppo altamente competitivo, in grado di giocare un ruolo da protagonista sullo scenario nazionale ed europeo nel comparto energetico e in tutti i principali settori in cui opera. Una scommessa vinta, potremmo dire, guardando agli obiettivi che nel 2008 erano alla base della stessa nascita di A2A. Vinta grazie alla tenacia e all'impegno di tutti coloro che hanno lavorato e lavorano nel Gruppo, con dedizione e professionalità, ed a cui va per questo il nostro riconoscimento. Un nostro personale ricordo va a Giuliano Zuccoli, primo presidente del Consiglio di Gestione, venuto a mancare nel febbraio 2012.

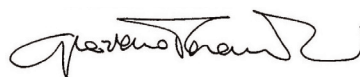
Il Presidente del Consiglio di Sorveglianza

Pippo Ranci Ortigosa



Il Presidente del Consiglio di Gestione

Graziano Tarantini



Organi sociali

CONSIGLIO DI SORVEGLIANZA

PRESIDENTE
Pippo Ranci Ortigosa

VICE PRESIDENTE
Fausto Di Mezza

CONSIGLIERI
Marco Baga
Alessandro Berdini
Marina Brogi
Michaela Castelli
Mario Cocchi
Marco Manzoli
Enrico Giorgio Mattinzoli
Marco Miccinesi
Andrea Mina
Stefano Pareglio
Massimo Perona
Norberto Rosini
Angelo Teodoro Zanotti

CONSIGLIO DI GESTIONE

PRESIDENTE
Graziano Tarantini

VICE PRESIDENTE
Francesco Silva

CONSIGLIERI
Giambattista Brivio
Stefano Cao
Bruno Caparini
Maria Elena Cappello
Renato Ravanelli
Paolo Rossetti

DIRETTORI GENERALI

AREA CORPORATE E MERCATO
Renato Ravanelli

AREA TECNICO - OPERATIVA
Paolo Rossetti

SOCIETÀ DI REVISIONE

PRICEWATERHOUSECOOPERS S.P.A.

Dati di sintesi del Gruppo A2A

Settori di attività

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 “filiere” precisate nel seguente schema:

Filiere del Gruppo A2A

Energia	Ambiente	Calore e Servizi	Reti	Altri Servizi e Corporate
Impianti termoelettrici ed idroelettrici	Raccolta e spazzamento	Impianti di cogenerazione	Reti elettriche	Altri servizi
Energy Management	Trattamento	Reti Teleriscaldamento	Reti gas	Servizi corporate
Vendita Energia Elettrica e Gas	Smaltimento e recupero energetico	Vendita calore e altri servizi	Ciclo idrico integrato	

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

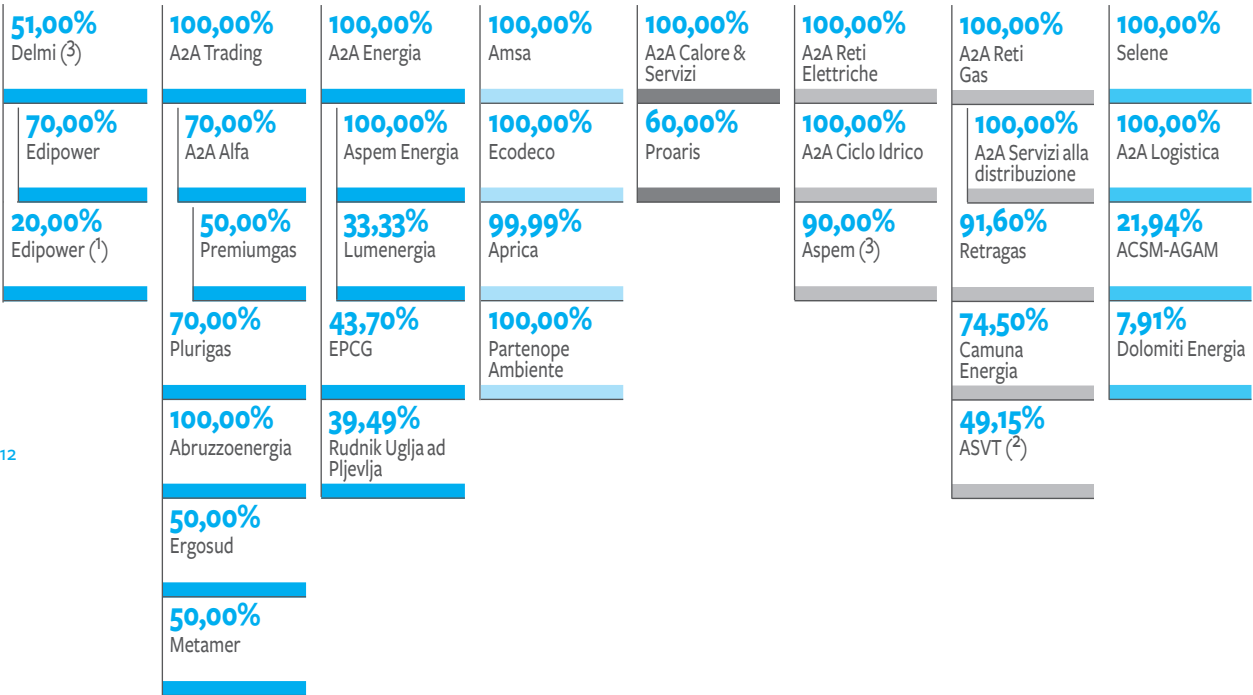
Aree geografiche di attività



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

Struttura del Gruppo

A2A Spa



Aree di attività

- Energia
- Ambiente
- Calore e Servizi
- Reti
- Altre Società

(1) A2A S.p.A. detiene direttamente il 20% della partecipazione della società Edipower.
(2) Di cui lo 0,38% detenuta tramite A2A Reti Gas.
(3) Si segnala l'esistenza di opzioni *put* aventi ad oggetto una ulteriore quota del capitale sociale delle società.

Nel presente prospetto sono evidenziate le partecipazioni di maggior rilievo del Gruppo A2A. Si rinvia agli allegati 3, 4, 5 e 6 per il dettaglio completo delle partecipazioni.

Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2012 (**)

Ricavi _____	6.480 milioni di euro
Margine operativo lordo _____	1.068 milioni di euro
Utile netto _____	260 milioni di euro

Dati economici <i>Milioni di euro</i>	01 01 2012 31 12 2012	01 01 2011 31 12 2011 (a)
Ricavi	6.480	6.130
Costi operativi	(4.810)	(4.658)
Costi per il personale	(602)	(548)
Margine operativo lordo	1.068	924
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(567)	(626)
Risultato operativo netto	501	298
Gestione finanziaria	(180)	(258)
Altri proventi non operativi	3	6
Altri costi non operativi	(6)	(10)
Utile al lordo delle imposte	318	36
Oneri per imposte sui redditi	(128)	(147)
Risultato netto da attività non correnti cedute e destinate alla vendita	81	(808)
Risultato di terzi	(11)	496
Utile netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo	260	(423)
Margine operativo lordo/Ricavi	16,5%	15,1%

(a) I valori comparativi per il periodo gennaio-dicembre 2011 sono stati riclassificati per riflettere l'applicazione dell'IFRS5 e rideterminati per l'applicazione dello IAS 19 *Revised* "Benefici a dipendenti".

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

Dati patrimoniali

Millioni di euro

	31 12 2012	31 12 2011
Capitale investito netto	8.069	7.614
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.697	3.593
Posizione finanziaria netta consolidata	(4.372)	(4.021)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	1,18	1,12
Posizione finanziaria netta consolidata / Market Cap medio	2,78	1,31

Dati finanziari

Millioni di euro

	01 01 2012 31 12 2012	01 01 2011 31 12 2011
Flussi finanziari netti da attività operativa	961	371
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(250)	(186)
Free cash flow	711	185

Dividendo _____ **0,026** euro per azione

Capitalizzazione media in borsa del 2012 _____ **1.574** milioni di euro

Dati societari di A2A S.p.A.

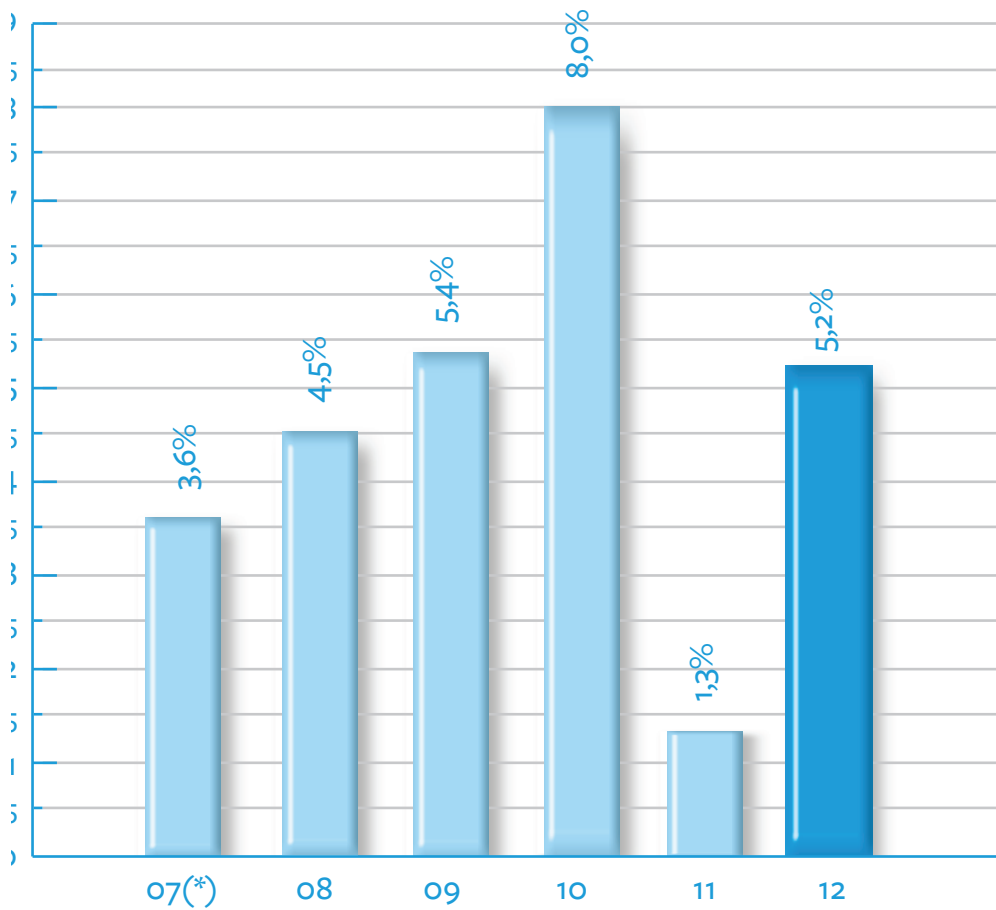
	31 12 2012	31 12 2011
Capitale Sociale (euro)	1.629.110.744	1.629.110.744
Numero azioni ordinarie (valore nominale 0,52 euro)	3.132.905.277	3.132.905.277
Numero azioni proprie (valore nominale 0,52 euro)	26.917.609	26.917.609

Indicatori significativi

	31 12 2012	31 12 2011
Media Euribor a sei mesi	0,828%	1,638%
Prezzo medio del greggio Brent (USD/bbl)	111,66	110,83
Cambio medio euro/USD (*)	1,29	1,39
Prezzo medio del greggio Brent (euro/bbl)	86,80	79,60
Prezzo medio del carbone (euro/tonn)	71,94	87,34

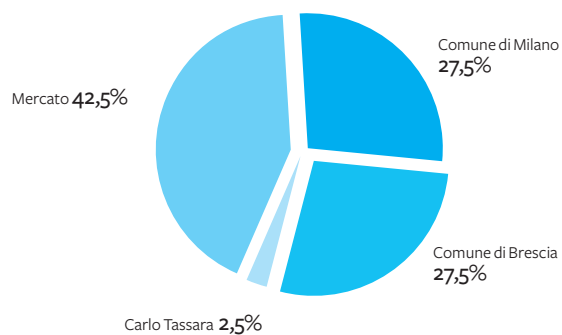
(*) Fonte Ufficio Italiano Cambi.

Dividendo su valore medio anno dell'azione (DIVIDEND YIELD)



(*) Dati relativi all'ex Gruppo AEM.

Azionariato (*)



(*) Quote superiori al 2% (aggiornato al 31 dicembre 2012).
Fonte: CONSOB

A2A S.p.A. in Borsa

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

Capitalizzazione al 31 dicembre 2012 (milioni di euro)	1.370
Capitalizzazione media del 2012 (milioni di euro)	1.574
Volumi medi del 2012	22.859.256
Prezzo medio del 2012 (*)	0,503
Prezzo massimo del 2012 (*)	0,793
Prezzo minimo del 2012 (*)	0,289
Numero di azioni	3.132.905.277

(*) euro per azione
Fonte: Bloomberg

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

Il 21 giugno 2012 A2A S.p.A ha distribuito un dividendo pari a 0,013 euro per azione.

Dati azionari

	2012	2011
Utile netto per azione (EPS)	0,083	-0,134
Cash-flow per azione (CFPS)	0,307	0,131
Dividendo per azione (DPS)	0,026	0,013
Prezzo/Utile per azione (P/EPS)	6,06x	-7,28x
Prezzo/Cash-flow (P/CFPS)	1,64x	7,45x
Dividend Yield (DPS/P)	5,2%	1,3%
Numero di azioni (milioni)	3.133	3.133

Multipli calcolati su prezzo medio annuo

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

Rating

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

Fonti: agenzie di rating

Principali indici in cui è presente il titolo A2A

FTSE MIB
STOXX Europe
EURO STOXX
DJ Italy Titans 30
WisdomTree
S&P Developed Ex-US

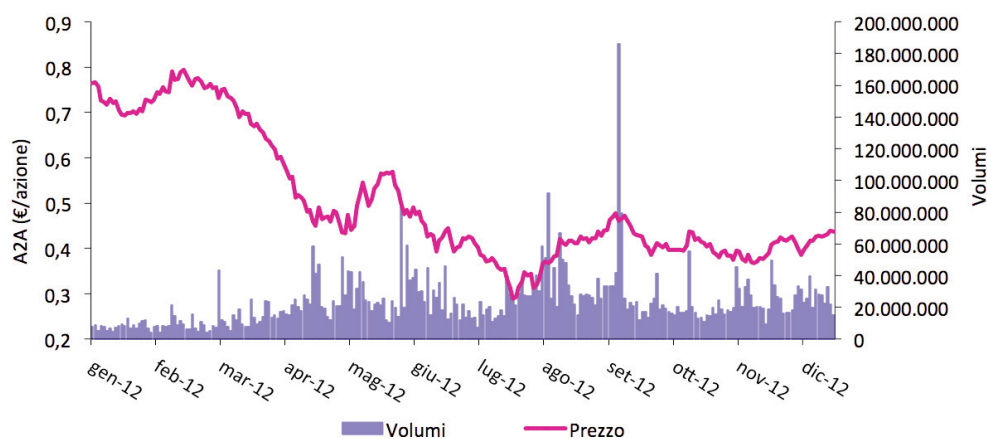
Indici etici

ECPI Ethical Index EMU
Axia Sustainable Index
Solactive Climate Change Index
FTSE ECPI Italia SRI Benchmark

Fonte: Bloomberg

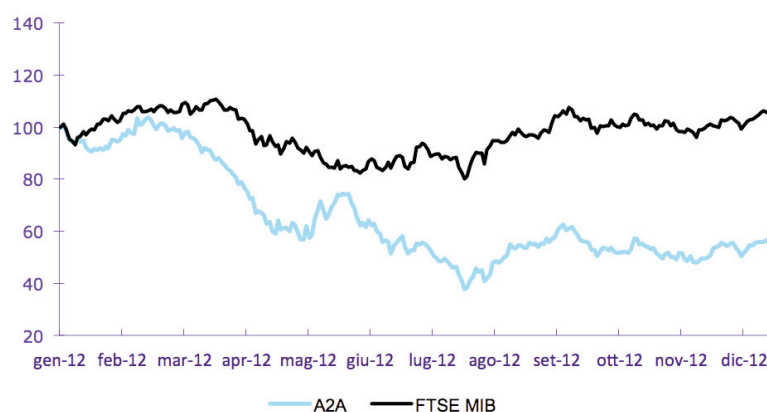
A2A è stata inserita nel Carbon Disclosure Leadership Index 2012.

A2A nel 2012



A2A vs FTSE MIB

(Prezzi 1° gennaio 2012 = 100)



Fonte: Bloomberg

Tra i fattori che hanno influenzato l'andamento del titolo vi sono quelli legati alla congiuntura macroeconomica:

- Crisi economica
- Rischio paese (riflesso nella dinamica dello spread BTP-Bund)
- Settore elettrico sotto pressione
- Elevata volatilità dei mercati finanziari

I fattori specifici della società riguardano invece

- Livello del debito e downgrade del rating
- Risultati industriali trimestrali superiori alle attese
- Closing del riassetto delle partecipazioni azionarie in Edison ed Edipower
- Vendita Coriance e uscita da Metroweb con significativi capital gain
- Successo dell'emissione obbligazionaria a 7 anni da 750 milioni di euro
- Forte aumento dei volumi scambiati e della volatilità del titolo
- Riduzione della quota di Alpiq

Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

A seguito del consolidamento integrale, a partire dal 1° giugno 2012, della partecipata Edipower S.p.A., si è modificato il perimetro di consolidamento del Gruppo. I dati economici al 31 dicembre 2012 non sono pertanto omogenei con i dati dell'esercizio precedente.

Si segnala inoltre che, a seguito della cessione del Gruppo Coriance, avvenuta nel terzo trimestre 2012, i relativi dati economici sono stati riclassificati, in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5, alla voce "Risultato netto da attività non correnti cedute e destinate alla vendita". Per un maggiore dettaglio relativamente a quanto sopra evidenziato si rinvia al paragrafo "Variazione dell'area di consolidamento".

Con riferimento alla gestione finanziaria, si evidenzia infine che i dati relativi all'esercizio 2011 sono stati rideterminati coerentemente con quanto previsto dal principio IAS 19 Revised "Benefici a dipendenti".

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2012 31 12 2012	01 01 2011 31 12 2011	Variazioni
Ricavi	6.480	6.130	350
<i>di cui:</i>			
- Ricavi di vendita e prestazioni	6.281	6.029	252
- Altri ricavi operativi	199	101	98
Costi operativi	(4.810)	(4.658)	(152)
Costi per il personale	(602)	(548)	(54)
Margine operativo lordo	1.068	924	144
Ammortamenti	(489)	(403)	(86)
Accantonamenti e svalutazioni	(78)	(223)	145
Risultato operativo netto	501	298	203
Oneri netti di gestione finanziaria	(193)	(126)	(67)
Quota di risultato di società consolidate ad equity	13	(132)	145
Altri proventi non operativi	3	6	(3)
Altri costi non operativi	(6)	(10)	4
Utile al lordo delle imposte	318	36	282
Oneri per imposte sui redditi	(128)	(147)	19
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	190	(111)	301
Risultato netto da attività non correnti cedute e destinate alla vendita	81	(808)	889
Risultato di pertinenza di terzi	(11)	496	(507)
Utile netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo	260	(423)	683

Nel 2012 i ricavi del Gruppo sono risultati complessivamente pari a 6.480 milioni di euro, di cui 266 milioni di euro relativi al Gruppo EPCG (6.130 milioni di euro nel 2011, di cui 265 milioni di euro relativi al Gruppo EPCG) e 397 milioni di euro relativi alla società Edipower S.p.A..

Di seguito si riportano i principali dati quantitativi dell'esercizio in esame, confrontati con l'esercizio precedente:

	31 12 2012	31 12 2011
EE venduta a clienti grossisti e retail (GWh)	23.664	23.646
EE venduta in Borsa (GWh)	13.069	13.203
EE venduta sui mercati esteri (GWh)	11.983	11.994
EE venduta (GWh) – EPCG	4.284	4.720
Gas venduto (Mmc)	3.805	4.103
Calore venduto (GWht)	2.217	2.078
EE distribuita (GWh)	11.361	11.489
EE distribuita (GWh) - EPCG	2.596	2.564
Gas distribuito (Mmc)	2.010	2.011
Acqua distribuita (Mmc)	69	69
Acqua depurata (Mmc)	41	40
Rifiuti smaltiti (Kton)	2.457	2.626

Dettaglio Produzioni	31 12 2012	31 12 2011
Produzione termoelettrica (GWh)	9.362	8.210
Produzione termoelettrica (GWh) - EPCG	1.245	1.452
Produzione idroelettrica (GWh)	4.028	3.525
Produzione idroelettrica (GWh) - EPCG	1.470	1.204
Produzione calore (GWht)	2.005	1.852
Produzione di energia elettrica da cogenerazione (GWh)	310	299
Vendita di EE da impianti di termovalorizzazione e biogas (GWh)	1.143	1.209

Il “**Margine Operativo Lordo**” è risultato pari a 1.068 milioni di euro, in crescita di 144 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

La tabella che segue evidenzia la dinamica industriale del Margine Operativo Lordo per filiera di attività nonché gli impatti per Filiera derivanti dalle rettifiche prudenzialmente apportate ai ricavi per effetto delle recenti modifiche (o proposte di modifica) del quadro normativo e regolatorio:

<i>Milioni di euro</i>	31 12 2012	31 12 2011
Filiera Energia	541	336
Filiera Ambiente	267	287
Filiera Calore e Servizi	69	67
Filiera Reti	252	259
Filiera Altri Servizi e Corporate	(7)	(25)
Totale Ebitda Industriale	1.122	924
Impatti normativi e regolatori	(54)	-
<i>di cui Filiera Ambiente (*)</i>	(48)	-
<i>di cui Filiera Calore (**)</i>	4	-
<i>di cui Filiera Reti</i>	(10)	-
Totale Ebitda	1.068	924

(*) di cui -4 milioni di euro infragruppo

(**) infragruppo

La Filiera *Energia* evidenzia un margine operativo lordo pari a 541 milioni di euro, in crescita di 205 milioni di euro (+61%) rispetto all'esercizio precedente.

Al risultato hanno contribuito positivamente diversi fattori, il principale dei quali è relativo alla gestione integrata in A2A del parco produttivo di Edipower S.p.A. e al suo consolidamento a partire dal mese di giugno 2012.

La flessione del margine industriale della Filiera *Ambiente*, pari a 20 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, è dovuta al venir meno dell'incentivo CIP 6 di alcuni impianti di termovalorizzazione del Gruppo (Corteolona, Bergamo, Filago, Milano) nonché alla fermata per manutenzione straordinaria del termovalorizzatore di Bergamo.

In attesa dell'esito dei contenziosi amministrativi attualmente in corso, l'esercizio 2012 incorpora, inoltre, lo stanziamento prudenziale di minori ricavi per 48 milioni di euro relativi a recenti modifiche normative e orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (D.M. 20 novembre 2012 e Parere AEEG 535/12), che stabiliscono nuove modalità di calcolo della componente del prezzo di ritiro dell'energia in convenzione CIP 6 (CEC). Tale valore include un importo pari a 11,5 milioni di euro relativo agli anni 2010 e 2011 e 4 milioni di euro di minori ricavi per vendite di calore alla Filiera Calore e Servizi. L'impatto di tali provvedimenti, se confermato, si esaurirà nel triennio 2013-2015, periodo durante il quale è stimato pari a circa 10 milioni di euro su base annua.

Il Margine Operativo Lordo della Filiera *Calore e Servizi*, al netto degli effetti derivanti dalle modifiche normative sopra riportate, è risultato pari 69 milioni di euro, in crescita di 2 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Tale andamento, prevalentemente attribuibile ai maggiori volumi venduti nel Comparto Teleriscaldamento, per effetto delle nuove volumetrie allacciate, è stato parzialmente compensato dai minori ricavi connessi alla vendita di energia elettrica prodotta dagli impianti di cogenerazione.

La marginalità industriale della Filiera *Reti* si è attestata a 252 milioni di euro, in riduzione di 7 milioni di euro rispetto all'esercizio 2011, sostanzialmente per effetto di partite non ricorrenti di competenza di esercizi precedenti.

Nel Comparto della Distribuzione elettrica, la Delibera 559/12 dell'AEEG ha modificato con effetto retroattivo le modalità di determinazione delle perdite di distribuzione. Pertanto, sono stati stanziati minori ricavi per 10 milioni di euro, in attesa dell'esito del contenzioso amministrativo attualmente in corso.

Gli **“Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni”** risultano complessivamente pari a 567 milioni di euro, in riduzione di 59 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011 nonostante i maggiori ammortamenti delle immobilizzazioni materiali ed immateriali derivanti dal consolidamento di Edipower S.p.A..

La riduzione rispetto all'anno precedente è sostanzialmente riconducibile a minori svalutazioni di immobilizzazioni, che nel 2011 accoglievano la svalutazione dell'avviamento derivante dall'acquisizione del Gruppo EPCG ed alcune svalutazioni del Gruppo Aspem, e a minori accantonamenti, dovuti al rilascio di fondi rischi su crediti precedentemente accantonati (quest'ultima voce recepisce un incasso di 15 milioni di euro della partecipata EPCG relativo ad un credito precedentemente accantonato nei confronti di un importante cliente energivoro).

Per effetto delle dinamiche sopra esposte il **“Risultato Operativo Netto”** è risultato in crescita di 203 milioni di euro e pari a 501 milioni di euro (298 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Gli **“Oneri netti della gestione finanziaria”** ammontano a 193 milioni di euro, in aumento rispetto al valore registrato nell'esercizio 2011 (126 milioni di euro) principalmente per l'effetto negativo della valutazione dei *fair value* dei derivati finanziari, pari a 51 milioni di euro (+9 milioni di euro nel 2011). Occorre peraltro evidenziare che tale posta comprende l'iscrizione a *fair value* di un prestito obbligazionario il cui effetto contabile è risultato negativo per 13 milioni di euro (a fronte di un valore che risultava positivo per 26 milioni di euro al 31 dicembre 2011). Tale effetto negativo verrà riassorbito contabilmente entro il mese di ottobre 2013, data di rimborso del finanziamento al suo valore nominale.

Gli importi di cui sopra, sono stati parzialmente compensati dal valore positivo dei *realized* dei derivati finanziari per 9 milioni di euro (6 milioni di euro nel 2011) e dal positivo effetto dell'iscrizione di un *badwill* a seguito del primo consolidamento di Edipower S.p.A. per 19 milioni di euro.

La “**Quota di risultato di società consolidate ad equity**” è positiva per 13 milioni di euro. Al 31 dicembre 2011 tale valore era risultato negativo per 132 milioni di euro per effetto principalmente delle svalutazioni effettuate sulla partecipazione azionaria in Edipower detenuta a quella data.

Gli “**Altri proventi/costi non operativi**” presentano un valore netto negativo pari a 3 milioni di euro (negativo per 4 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e si riferiscono ad oneri sostenuti dalla partecipata EPCG.

Gli “**Oneri per imposte**” nell'esercizio in esame sono risultati pari a 128 milioni di euro (147 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

La variazione rispetto al precedente esercizio è sostanzialmente riconducibile al beneficio di 30 milioni di euro relativo all'istanza di rimborso IRES per mancata deduzione, negli anni precedenti, dell'IRAP relativa alle spese per il personale dipendente e assimilato (art. 4, comma 12, D.L. 16/2012).

Il “**Risultato netto da attività operative non correnti cedute e destinate alla vendita**”, positivo per 81 milioni di euro (negativo per 808 milioni di euro al 31 dicembre 2011), accoglie principalmente il contributo positivo relativo alle cessioni delle partecipazioni detenute nella società Metroweb S.p.A., nel Gruppo Coriance e nella società e-Utile S.p.A.. Nel precedente esercizio la voce in oggetto accoglieva l'effetto negativo della valutazione della partecipazione in Transalpina di Energia S.r.l..

L’“**Utile netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo**”, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti, è pari a 260 milioni di euro (negativo per 423 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Il “**Capitale investito**” consolidato al 31 dicembre 2012 ammonta a 8.069 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 3.697 milioni di euro e nell’indebitamento finanziario netto per 4.372 milioni di euro.

Il “**Capitale di funzionamento**” ammonta a 823 milioni di euro e presenta un decremento di 27 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011.

Il “**Capitale immobilizzato netto**”, comprensivo delle “Attività/Passività destinate alla vendita”, risulta pari a 7.246 milioni di euro, in aumento di 482 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011 e comprende principalmente gli effetti netti del consolidamento di Edipower S.p.A..

La “**Posizione finanziaria netta**”, pari a 4.372 milioni di euro (4.021 milioni di euro al 31 dicembre 2011) risulta in crescita di 351 milioni di euro per gli effetti derivanti dall’acquisizione del controllo di Edipower, pari a 1.083 milioni di euro, parzialmente compensati dalla positiva generazione di cassa netta del periodo pari a 732 milioni di euro, dopo investimenti 360 milioni di euro e pagamento di dividendi per 40 milioni di euro.

<i>Milioni di euro</i>	31 12 2012	31 12 2011	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	6.969	5.846	1.123
- Immobilizzazioni materiali	6.370	4.685	1.685
- Immobilizzazioni immateriali	1.393	1.503	(110)
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	219	535	(316)
- Altre attività/passività non correnti (*)	(346)	(133)	(213)
- Crediti/passività per imposte anticipate/differite	269	(10)	279
- Fondi rischi, oneri e passività per scariche	(611)	(462)	(149)
- Benefici a dipendenti	(325)	(272)	(53)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	(340)	(105)	
Capitale di funzionamento	823	850	(27)
- Rimanenze	340	267	73
- Crediti commerciali e altre attività correnti (*)	2.217	2.368	(151)
- Debiti commerciali e altre passività correnti (*)	(1.816)	(1.790)	(26)
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	82	5	77
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	(9)	(8)	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	277	918	(641)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	-	-	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	8.069	7.614	455
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	3.697	3.593	104
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	4.305	3.729	576
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	67	292	(225)
Totale Posizione finanziaria netta	4.372	4.021	351
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	23	(32)	
TOTALE FONTI	8.069	7.614	455

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

Milioni di euro	01 01 2012 31 12 2012	01 01 2011 31 12 2011
Posizione finanziaria netta all'inizio dell'esercizio	(4.021)	(3.893)
Apporto Posizione finanziaria netta Edipower S.p.A.	(959)	
Utile netto dell'esercizio (comprende utile di terzi) ^(**)	192	(954)
Ammortamenti	489	404
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	10	125
Risultato da partecipazioni valutate a <i>equity</i>	(13)	979
Svalutazioni di partecipazioni	-	4
Imposte nette pagate	(251)	(240)
Variazioni delle attività e delle passività ^(*)	534	53
Flussi finanziari netti da attività operativa	961	371
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(250)	(186)
Free cash flow	711	185
Dividendi pagati dalla capogruppo	(40)	(298)
Dividendi pagati dalle controllate	(8)	(6)
Cash flow da distribuzione dividendi	(48)	(304)
Variazioni delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	(55)	(9)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	(4.372)	(4.021)

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

(**) Il risultato dell'esercizio è esposto al netto delle plusvalenze per cessione di partecipazioni.

Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

A2A S.p.A. confermata nell'indice etico ECPI *Ethical EMU Equity*

In base alla valutazione condotta a fine 2011 ECPI ha confermato anche per il 2012 l'inserimento di A2A S.p.A. nell'indice ECPI *Ethical EMU Equity*. L'indice valuta, attraverso una metodologia di *screening*, le prime 150 compagnie quotate nel mercato EMU (*Economic and Monetary Union*). Le aziende vengono selezionate tra quelle ad elevata capitalizzazione e con i migliori requisiti in termini di sostenibilità, secondo una serie di indicatori che prendono in considerazione aspetti di carattere ambientale, sociale e di *corporate governance*. A2A S.p.A. è presente nell'indice dal 2008.

A2A S.p.A.: dalla BEI finanziamento per 95 milioni di euro per lo sviluppo del teleriscaldamento

In data 13 gennaio 2012 A2A S.p.A. ha sottoscritto con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) un contratto di finanziamento da 95 milioni di euro finalizzato alla realizzazione di progetti per lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento nell'area metropolitana milanese (in particolare nei Comuni di Milano, Novate Milanese e Sesto San Giovanni). I progetti hanno l'obiettivo di massimizzare il contributo di calore generato dai termovalorizzatori e dagli impianti di cogenerazione già esistenti e di aumentare la produzione di calore da fonti rinnovabili del Gruppo A2A. La Banca Europea per gli Investimenti ha valutato positivamente, secondo i propri canoni di finanziamento, il piano di investimenti che il Gruppo A2A prevede di effettuare nel quinquennio 2011-2015 per l'espansione della rete di teleriscaldamento e l'ottimizzazione della capacità termica.

Per la BEI i progetti sono in linea con i criteri di finanziamento nel settore dell'energia, in quanto ottimizzeranno il *mix* di produzione di calore e ridurranno il consumo di combustibili di origine fossile, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi posti dall'Unione Europea. Il finanziamento, della durata di 15 anni, consente inoltre ad A2A S.p.A. di allungare la durata media del debito e di diversificarne le fonti.

A2A S.p.A.: cessione della partecipazione detenuta in e-Utile S.p.A.

Nel mese di febbraio A2A S.p.A. ha ceduto il 49% della società e-Utile S.p.A. a Atos, società internazionale operante nel settore dei servizi di *Information Technology*. Atos ha di recente acquisito il restante 51% di e-Utile S.p.A. da Siemens IT Solutions and Services.

e-Utile S.p.A. fornisce servizi di *Information Technology* sia alle società del Gruppo A2A che al libero mercato. Dalla cessione della propria quota A2A S.p.A. ha incassato circa 10,3 milioni di euro, conseguendo una plusvalenza consolidata di oltre 8 milioni di euro. Il Gruppo A2A, in questo modo, prosegue nel processo di razionalizzazione del proprio portafoglio di partecipazioni e di focalizzazione sul *core business* del Gruppo.

Ecodeco S.r.l.: inaugurato in Spagna un nuovo impianto per il trattamento dei rifiuti

In data 11 aprile 2012 è stato inaugurato a Cervera del Maestre, nella provincia di Castellón della Comunità Autonoma Valenciana (Spagna), un nuovo impianto per il trattamento meccanico-biologico dei rifiuti solidi urbani che utilizza il processo Biocubi brevettato da Ecodeco S.r.l..

L'impianto, che accoglierà la frazione residua della raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani prodotti da 49 Comuni dell'area nord della provincia di Castellón, ha una capacità di trattamento pari a 130.000 tonnellate l'anno ed è stato realizzato da un consorzio di imprese (UTE) costituito da Teconma, Azahar ed Ecodeco S.r.l.. Oltre a fornire la tecnologia, la società del Gruppo A2A ha realizzato direttamente la parte elettromeccanica del trattamento rifiuti.

Il processo industriale dell'impianto prevede che il materiale bioessicato, dopo il recupero dei materiali riciclabili (quali metalli, plastica e carta) venga pressato e inviato alla discarica di servizio, realizzata e gestita dallo stesso consorzio di imprese. Il valore complessivo dell'investimento è di circa 40 milioni di euro. Ecodeco S.r.l., che ha partecipato al progetto con una quota pari al 30%, oltre al corrispettivo per i lavori effettuati, riceverà *royalties* per 20 anni.

Approvato dal Consiglio di Sorveglianza il Bilancio 2011 di A2A S.p.A.

In data 26 aprile 2012, sotto la presidenza dell'Avv. Graziano Tarantini, si è riunito il Consiglio di Sorveglianza che ha approvato il Bilancio separato e la Relazione finanziaria annuale consolidata del Gruppo A2A al 31 dicembre 2011. Il Consiglio di Sorveglianza ha inoltre approvato la proposta del Consiglio di Gestione di sottoporre all'Assemblea degli azionisti il pagamento di un dividendo per azione ordinaria pari a 0,013 euro da mettere in pagamento dal 21 giugno 2012 (stacco cedola 18 giugno 2012).

Perfezionata l'operazione Edison S.p.A. / Edipower S.p.A.

In data 30 gennaio 2012, il Comitato Soci, l'Assemblea e il Consiglio di Amministrazione di Delmi S.p.A. hanno approvato all'unanimità l'operazione di cessione a EDF S.A. della propria quota in Transalpina di Energia S.r.l. (*holding* che possiede circa il 61% di Edison S.p.A.) e l'acquisto da Edison S.p.A. e Alpiq S.A. del 70% di Edipower S.p.A., conformemente agli accordi del 26 dicembre 2011.

In data 15 febbraio 2012 A2A S.p.A., Delmi S.p.A., EDF S.A., Edison S.p.A. e Alpiq S.A. hanno sottoscritto i contratti definitivi previsti dall'accordo preliminare del 26 dicembre 2011 relativo al riassetto delle partecipazioni azionarie in Edison S.p.A. e in Edipower S.p.A.. Tali contratti prevedevano, in particolare: che Delmi S.p.A. avrebbe acquisito il 70% di Edipower S.p.A. da Edison S.p.A. (50%) e da Alpiq S.A. (20%) a un prezzo complessivo di 804 milioni di euro; che EDF S.A. avrebbe acquisito da Delmi S.p.A. ad un prezzo di 704 milioni di euro il 50% di Transalpina di Energia S.r.l., società di cui possedeva già il restante 50% e che deteneva, a sua volta, il 61,3% del capitale con diritto di voto di Edison S.p.A.. Contestualmente sono stati inoltre concordati gli elementi principali di un contratto di fornitura gas da Edison S.p.A. a Edipower S.p.A. che avrebbe coperto il 50% dei fabbisogni di Edipower S.p.A. stessa per un periodo di 6 anni a condizioni di mercato.

Successivamente, in data 5 maggio 2012, è stato sottoscritto quanto segue:

- (i) tra A2A S.p.A. e Delmi S.p.A., da una parte, e EDF S.A., dall'altra parte, un accordo che, a parziale modifica di quello sottoscritto il 15 febbraio 2012 tra le stesse parti, ha previsto che il prezzo di cessione a EDF S.A. del 50% di Transalpina di Energia S.r.l. di proprietà di Delmi S.p.A. fosse aumentato da 704.372.600 euro a 783.748.900 euro, nonché l'impegno di Delmi S.p.A. di corrispondere a EDF S.A. un importo pari al 50% del maggior onere che EDF S.A. avrebbe potuto essere tenuta a sostenere in conseguenza del lancio dell'OPA obbligatoria sulle azioni Edison S.p.A. al prezzo di 0,89 euro per azione (in luogo di 0,84 euro per azione), in ogni caso fino a un massimo di 25.100.000 euro;
- (ii) tra A2A S.p.A. e Delmi S.p.A., da una parte, e Edison S.p.A. e Alpiq S.A., dall'altra, un accordo che, a parziale modifica di quello sottoscritto il 15 febbraio 2012 tra le stesse parti, ha previsto che il prezzo della cessione a Delmi S.p.A. del 50% di Edipower S.p.A. di proprietà di Edison S.p.A. fosse aumentato da 604.372.600 euro a 683.748.900 euro, incrementando così il corrispettivo totale per il 70% di Edipower S.p.A. da 804.372.600 euro a 883.748.900 euro.

In data 24 maggio 2012, in esecuzione degli accordi stipulati in data 15 febbraio 2012 e successivamente modificati in data 5 maggio 2012 tra A2A S.p.A., Delmi S.p.A. ed EDF S.A. e tra A2A S.p.A., Delmi S.p.A., Edison S.p.A. e Alpiq S.A.:

- Delmi S.p.A. ha ceduto a WGRM 4 Holding S.p.A., società interamente posseduta da EDF

S.A., il 50% di Transalpina di Energia S.r.l. di proprietà di Delmi S.p.A. ad un prezzo pari a 783.748.900 euro;

- Delmi S.p.A. ha acquistato il 70% di Edipower S.p.A. da Edison S.p.A. (50%) e da Alpiq S.A. (20%) per un prezzo totale pari a 883.748.900 euro.

L'importo di 783.748.900 euro corrisposto per la cessione del 50% di Transalpina di Energia S.r.l. è stato assoggettato a un meccanismo di aggiustamento ai sensi del quale tale importo avrebbe potuto essere ridotto, per un ammontare massimo di 25.100.000 euro, in relazione ai risultati dell'OPA obbligatoria promossa da EDF S.A. sulle azioni ordinarie di Edison S.p.A..

In data 5 settembre 2012 si è conclusa l'OPA obbligatoria sulle azioni Edison S.p.A., che ha avuto inizio il 13 agosto 2012. Sulla base degli accordi stipulati in data 5 maggio 2012, sopra riportati, Delmi S.p.A. si era impegnata a corrispondere a EDF S.A. un importo pari al 50% del maggior onere che la stessa EDF S.A. avrebbe potuto essere tenuta a sostenere in conseguenza del lancio dell'OPA obbligatoria sulle azioni Edison S.p.A. al prezzo di 0,89 euro per azione. In conseguenza della mancata adesione totalitaria all'OPA obbligatoria, il maggior onere relativo al meccanismo di aggiustamento prezzo è risultato pari a 24.400.123 euro ed è stato considerato quale maggior costo di acquisto della partecipazione in Edipower S.p.A..

Delmi S.p.A. ed Edipower S.p.A. hanno sottoscritto in data 24 maggio 2012 un contratto di finanziamento con vari istituti per un ammontare pari a 1.246 milioni di euro, finalizzato all'esecuzione da parte di Delmi S.p.A. della suddetta operazione e al contestuale rimborso da parte di Edipower S.p.A. dei finanziamenti soci in capo a Edison S.p.A., Alpiq S.A., A2A S.p.A. e Iren Energia S.p.A. pari a 1.100 milioni di euro.

Il finanziamento è assistito da pegno sulle azioni di Delmi S.p.A. ed Edipower S.p.A., ha una durata di 5 anni ed è stato sottoscritto in qualità di *Mandated Lead Arrangers* e *Bookrunners* da un sindacato di 9 banche, ovvero: Banca IMI (*Documentation* e *Agent Bank*), Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, BNP Paribas (*Modelling Bank*), Cassa Depositi e Prestiti, Crédit Agricole (*Corporate & Investment Bank*), ING Direct, Mediobanca, Société Generale, Unicredit.

Sono stati altresì conclusi tra A2A S.p.A., Iren S.p.A., Iren Energia S.p.A. (attuale socio di Edipower S.p.A.) e gli altri soci di Delmi S.p.A. accordi relativi alla *governance* e al modello di funzionamento di Delmi S.p.A. e Edipower S.p.A. e all'eventuale uscita dei soci di minoranza.

Rivisto da *Moody's* il *rating* di A2A S.p.A.

In data 31 maggio 2012 l'agenzia *Moody's* ha comunicato la revisione del *rating* di A2A S.p.A. da Baa1 a Baa2.

La modifica del *rating* è stata motivata principalmente dall'incremento dell'esposizione della società nelle attività di generazione elettrica, in un contesto di mercato influenzato dal perdurare della crisi economica e dalla conseguente instabilità dei margini del comparto elettrico.

A2A S.p.A.: Consiglio di Sorveglianza

In data 4 giugno 2012 si è riunito per la prima volta il nuovo Consiglio di Sorveglianza sotto la presidenza del Prof. Pippo Ranci Ortigosa il Consiglio di Sorveglianza di A2A S.p.A..

Nel corso della riunione il Consiglio di Sorveglianza ha valutato la sussistenza:

- in capo a tutti i Consiglieri dei requisiti di indipendenza previsti dall'articolo 148, comma 3, del TUF;
- dei requisiti di indipendenza ai sensi dell'articolo 3 del Codice di Autodisciplina delle Società Quotate in capo ai Consiglieri: Pippo Ranci Ortigosa – Presidente, Fausto Di Mezza – Vice Presidente, Marco Baga, Alessandro Berdini, Marina Brogi, Michaela Castelli, Mario Cocchi, Marco Manzoli, Enrico Giorgio Mattinzoli, Marco Miccinesi, Andrea Mina, Stefano Pareglio, Massimo Perona, Norberto Rosini e Angelo Teodoro Zanotti.

Il Consiglio di Sorveglianza ha inoltre provveduto alla nomina del Comitato Nomine, del Comitato per il Controllo Interno, del Comitato Remunerazione e del Comitato per il Territorio, indicandone i seguenti componenti:

Comitato Nomine: Pippo Ranci Ortigosa – Presidente, Fausto Di Mezza – Vice Presidente, Michaela Castelli e Andrea Mina;

Comitato per il Controllo Interno: Pippo Ranci Ortigosa – Presidente, Fausto Di Mezza – Vice Presidente, Marco Manzoli e Norberto Rosini;

Comitato Remunerazione: Alessandro Berdini – Presidente, Marina Brogi – Vice Presidente, Mario Cocchi e Massimo Perona;

Comitato per il Territorio: Enrico Giorgio Mattinzoli – Presidente, Marco Miccinesi – Vice Presidente, Marco Baga, Stefano Pareglio e Angelo Teodoro Zanotti.

Il Comitato Liberalità è stato denominato Comitato per il Territorio ed avrà, oltre ai compiti precedentemente in capo al Comitato Liberalità, il compito di verificare l'impatto dell'attività

del Gruppo A2A sui territori nei quali essa opera e formulare proposte riguardanti l'esercizio della responsabilità sociale e ambientale d'impresa.

A2A S.p.A.: depositate le liste per la nomina del Consiglio di Gestione

In data 9 giugno 2012 sono state depositate presso la sede di A2A S.p.A. due liste per la nomina del nuovo Consiglio di Gestione ai sensi dell'art. 25 dello Statuto Sociale con i seguenti nominativi:

per la prima lista:

1. Graziano Tarantini (candidato alla Presidenza del Consiglio di Gestione)
2. Bruno Caparini
3. Giambattista Brivio
4. Paolo Rossetti

per la seconda lista:

1. Francesco Silva (candidato alla Vice Presidenza del Consiglio di Gestione)
2. Maria Elena Cappello
3. Stefano Cao
4. Renato Ravanelli

Non sono previste modifiche al modello di deleghe adottato dalla Società che attribuisce a Renato Ravanelli e Paolo Rossetti, rispettivamente Direttore Generale Area *Corporate* e Mercato e Direttore Generale Area Tecnico-Operativa, i poteri per la gestione della medesima Società.

In data 11 giugno 2012, sotto la presidenza di Pippo Ranci Ortigosa, si è riunito il Consiglio di Sorveglianza di A2A S.p.A. che, nel rispetto delle disposizioni statutarie vigenti, ha provveduto alla nomina del Consiglio di Gestione costituito dai seguenti 8 membri:

Graziano Tarantini – Presidente

Francesco Silva – Vice Presidente

Giambattista Brivio

Stefano Cao

Bruno Caparini

Maria Elena Cappello

Renato Ravanelli

Paolo Rossetti

Il Consiglio di Sorveglianza, su proposta del Comitato Remunerazione, ha altresì deliberato con riguardo ai compensi del consiglio stesso, che complessivamente vengano diminuiti del 30%. I compensi del Presidente e del Vice Presidente sono stati invece ridotti di oltre il 50%.

Bilancio di Sostenibilità 2011 del Gruppo A2A

In data 15 giugno 2012, con la pubblicazione del Bilancio di Sostenibilità 2011, il quarto dalla sua nascita, il Gruppo A2A ha portato a termine il primo ciclo di pianificazione della sostenibilità (2009 – 2011), che ha visto rendicontare annualmente 54 obiettivi di miglioramento in ambito economico, sociale e ambientale a favore di dipendenti, clienti, investitori, fornitori e istituzioni.

Il Bilancio di Sostenibilità 2011 è stato redatto secondo i principi del GRI (*Global Reporting Initiative*), lo *standard* più accreditato nel mondo sviluppato da una rete di esperti internazionali, integrato dalle linee guida del supplemento “*Utility*” del Settore Elettrico. La conformità a tali *standard* è stata certificata da un revisore esterno. Nel 2011 sono stati rendicontati 157 indicatori sui 162 applicabili, 17 in più rispetto al 2010.

Per maggiori informazioni il Bilancio di Sostenibilità è disponibile sul sito www.a2a.eu – Sezione Sostenibilità

“Letteraazionisti”, nuova *newsletter* del Gruppo A2A per azionisti e investitori

Il 27 giugno 2012 è iniziata la diffusione di “Letteraazionisti”, la *newsletter* trimestrale del Gruppo A2A dedicata ad azionisti e investitori: un periodico per conoscere più da vicino le cifre, i fatti, i progetti industriali e le notizie economico-finanziarie della più grande *multiutility* italiana. “Letteraazionisti” è un agile strumento di informazione per essere aggiornati su dati e fatti di rilievo del Gruppo A2A divenuto, dopo la recente conclusione del riassetto di Edison S.p.A. e il consolidamento di Edipower S.p.A., il secondo operatore energetico nazionale con oltre 12 mila Mw di capacità installata.

A2A S.p.A.: da luglio 2012 rilasciati 12 milioni di metri cubi d’acqua in più dai bacini idroelettrici in Valtellina

Dal mese di luglio 2012 A2A S.p.A. ha rilasciato dai suoi bacini idroelettrici di alta montagna, in particolare da quelli situati in Valtellina, oltre 12 milioni di metri cubi di acqua in più rispetto alle affluenze naturali. A partire dal 16 agosto 2012 anche la controllata Edipower S.p.A. ha rilasciato oltre 2 milioni di metri cubi in più rispetto all’acqua ricevuta dai bacini idroelettrici di Spluga e Truzzo.

Il forte aumento del deflusso, reso necessario dalla stagione particolarmente secca e della conseguente necessità di irrigazione dei campi, è stato deciso durante le riunioni di concertazione dell’Autorità di Bacino del Po, a cui A2A S.p.A. ha preso parte.

Va sottolineato che le dighe di alta montagna di cui A2A S.p.A. è proprietaria sono molto utili per trattenere, in primavera, le acque provenienti dalle piogge e dallo scioglimento dei ghiacciai. Queste acque vengono quindi rilasciate per produrre energia elettrica e per irrigare i campi della pianura padana durante il periodo tardo estivo.

A2A S.p.A.: perfezionata la cessione del 100% di A2A Coriance S.a.s.

In data 27 settembre 2012 si è conclusa la cessione di A2A Coriance S.a.s. da parte di A2A S.p.A. a KKR Global Infrastructure Investors L.P. (KKR), in base a quanto stabilito dagli accordi sottoscritti dalle parti il 2 agosto dello stesso anno. A2A Coriance S.a.s., società operante in Francia nel settore del teleriscaldamento e della produzione di energia elettrica da centrali di cogenerazione, era stata acquisita da A2A S.p.A. nel luglio 2008.

Il corrispettivo per l'intero capitale di A2A Coriance S.a.s. è stato di 76,5 milioni di euro, con una plusvalenza consolidata di 33 milioni di euro. Nel 2011 il Gruppo Coriance aveva conseguito un fatturato di circa 100 milioni di euro, con un margine operativo lordo di circa 18 milioni di euro. La cessione di A2A Coriance S.a.s. si inquadra nella strategia volta a riordinare il portafoglio di partecipazioni del Gruppo A2A conseguendo un rapido miglioramento nella propria struttura patrimoniale e finanziaria.

A2A e teleriscaldamento: oltre 170 mila utenti serviti a Brescia e oltre 20.000 a Bergamo

Con l'avvio della stagione termica 2012-2013 sono saliti a 170 mila gli utenti serviti dalla rete di teleriscaldamento del Gruppo A2A nella città di Brescia. La rete, alimentata dal termovalorizzatore e dalla centrale Lamarmora, ha superato i 630 chilometri e gli edifici allacciati equivalgono ad una volumetria di oltre 41 milioni di metri cubi.

Il calore per il teleriscaldamento è fornito principalmente dal termovalorizzatore, in sostanza una centrale di cogenerazione di elettricità e calore che usa come combustibile i rifiuti solidi urbani e le biomasse (che rappresentano oltre il 40% di quanto viene utilizzato nel termovalorizzatore). Questo impianto è un modello di riferimento in tutta Europa, soprattutto per le sue caratteristiche di salvaguardia ambientale e di strumento attivo per l'energia rinnovabile e lo sviluppo sostenibile.

Il termovalorizzatore e i sistemi di cogenerazione ad alto rendimento della centrale Lamarmora hanno consentito al sistema di teleriscaldamento di evitare ogni anno l'emissione in atmosfera di oltre 400 mila tonnellate di CO₂ e il consumo di oltre 150 mila tep (tonnellate equivalenti di petrolio).

Nella città di Bergamo gli utenti del teleriscaldamento hanno invece superato il numero di 20.000, con un incremento del 17% rispetto all'anno precedente. Nel corso del 2012 sono stati posati 6 chilometri di rete e investiti 5,6 milioni di euro. Le volumetrie allacciate alla rete, pari a circa 4,7 milioni di metri cubi, hanno permesso di evitare l'emissione in atmosfera di 29 mila tonnellate di CO₂ e il consumo di 3.600 tep (tonnellate equivalenti di petrolio). Il calore per il teleriscaldamento di Bergamo viene prodotto principalmente nella centrale Carnovali e nel termovalorizzatore di via Goltara. Quest'ultimo, grazie ai lavori effettuati quest'anno, rende disponibili 25 MWt dal recupero energetico dei rifiuti.

Il piano di sviluppo del teleriscaldamento a Bergamo è stato definito e attuato in collaborazione con il Comune e prevede ulteriori interventi di ampliamento della rete cittadina. Nel corso del 2013 il Gruppo A2A investirà a Bergamo circa 7 milioni di euro, prevedendo oltre 80 chilometri di tubazioni distribuite su gran parte del territorio cittadino, in modo da poter servire più di un terzo degli edifici con una volumetria complessiva di circa 10 milioni di metri cubi e un risparmio di energia di oltre 19 mila tonnellate equivalenti di petrolio.

Ad Aprica S.p.A. l'appalto per la gestione dei servizi ambientali nel Comune di Como

In data 29 ottobre 2012 Aprica S.p.A., società del Gruppo A2A attiva nel settore dei servizi ambientali, si è aggiudicata l'appalto per la gestione dei servizi nel Comune di Como per 10 anni (di cui 2 anni e mezzo opzionali). Il valore economico complessivo, calcolato sui 10 anni di durata massima dell'appalto, è di circa 134 milioni di euro.

Il capitolato, tra le altre attività, prevede il passaggio da una raccolta multi materiale ad un sistema di raccolta separato fra le singole frazioni, finalizzato al miglioramento qualitativo e quantitativo della raccolta differenziata nel Comune di Como, oltre al potenziamento dei servizi di igiene del suolo e alla realizzazione di una nuova piattaforma ecologica.

Nuovo Piano Economico e Finanziario 2013-2015 del Gruppo A2A

In data 8 novembre 2012 i Consigli di Sorveglianza e di Gestione di A2A, rispettivamente sotto la Presidenza di Pippo Ranci e di Graziano Tarantini, hanno esaminato e approvato il Piano Economico e Finanziario 2013-2015 e le linee di indirizzo di medio-lungo termine del Gruppo A2A. Per maggiori informazioni sul Piano si rimanda al successivo specifico capitolo "Piano economico e finanziario 2013-2015". Una presentazione del Piano è anche disponibile sul sito www.a2a.eu nella sezione Investitori – Presentazioni e Conference.

Amsa S.p.A. si aggiudica l'appalto per la gestione dei servizi ambientali nel Comune di San Donato Milanese

In data 12 novembre 2012 Amsa S.p.A., società del Gruppo A2A, si è aggiudicata la gara indetta dal Comune di San Donato Milanese per la gestione dei servizi di igiene ambientale fino al 2020. Il valore economico a base d'asta del contratto, calcolato su tutta la durata, è di circa 18 milioni di euro e prevede la gestione complessiva, per la durata di sette anni, dei servizi di igiene ambientale nel Comune lombardo: dalla raccolta differenziata “porta a porta” alla pulizia manuale e meccanizzata delle strade, fino allo smaltimento finale di numerose tipologie di rifiuti. Amsa S.p.A. si occuperà, inoltre, di specifici servizi quali lo sgombero della neve e il trattamento antighiaccio del manto stradale. A San Donato Milanese, Comune che conta circa 33.000 abitanti, saranno impegnati 34 dipendenti e saranno utilizzati mezzi a basso impatto ambientale alimentati a metano, nonché le migliori tecnologie a disposizione della società. Amsa S.p.A. prevede di raccogliere nel primo anno di attività circa 6.500 tonnellate di rifiuti indifferenziati e 2.500 tonnellate di frazione umida. Attualmente tali rifiuti vengono già trattati in impianti del Gruppo A2A. Con questa aggiudicazione il Gruppo A2A ha rafforzato ulteriormente la propria presenza nell'area metropolitana milanese.

A2A S.p.A.: emissione obbligazionaria sul mercato europeo per 750 milioni di euro

In data 23 novembre 2012 A2A S.p.A. ha collocato sul mercato europeo un prestito obbligazionario della durata di sette anni, destinato esclusivamente a investitori istituzionali, per un importo complessivo di 750 milioni di euro. L'emissione è stata effettuata nell'ambito del Programma Euro *Medium Term Notes* di A2A S.p.A. di complessivi 2 miliardi di euro e in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Gestione riunitosi il 15 novembre 2012 e, in precedenza, il 19 settembre 2012. Le obbligazioni, con taglio unitario minimo di 100 mila euro e scadenza al 28 novembre 2019, prevedono una cedola annua del 4,500% e sono state collocate a un prezzo di emissione pari a 99,718%. Il tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza è pari a 4,548%, corrispondente ad un rendimento di 325 punti base sopra il tasso di riferimento (*mid-swap* a 7 anni) alla data di emissione. Le obbligazioni sono regolate dalla legge inglese. La data di regolamento della sottoscrizione è stata fissata il 28 novembre 2012 e da tale data le obbligazioni sono state negoziate presso la Borsa del Lussemburgo.

L'emissione obbligazionaria è parte della strategia finanziaria del Gruppo A2A, volta a garantire un adeguato livello di liquidità, ad allungare la durata media del debito ed a diversificare le fonti di finanziamento.

A2A S.p.A.: esercitata l'opzione di vendita del 25,7% di Metroweb S.p.A. al fondo infrastrutturale F2i

In data 27 novembre 2012 A2A S.p.A. ha esercitato l'opzione di vendita al fondo F2i Reti Tlc S.p.A. della propria quota azionaria (pari al 25,7%) nella società Metroweb S.p.A.. Le azioni oggetto dell'opzione derivano dalla conversione, effettuata il 6 ottobre 2011, del prestito obbligazionario convertibile che A2A S.p.A. aveva mantenuto in portafoglio al momento della cessione di una prima quota azionaria di Metroweb S.p.A. a F2i, in data 30 giugno 2011. L'esercizio dell'opzione è coerente con il piano industriale elaborato da A2A S.p.A. e, in particolare, con gli obiettivi di rapido miglioramento e stabilizzazione della situazione finanziaria. Con l'esercizio dell'opzione A2A S.p.A. ha incassato nel mese di dicembre 2012 circa 60 milioni di euro e ha realizzato una plusvalenza pari a circa 35 milioni di euro.

A2A S.p.A. ammessa nel *Carbon Disclosure Leadership Index* 2012

In data 28 novembre 2012 A2A S.p.A. è stata inserita nel *Carbon Disclosure Leadership Index* 2012, l'indice che raggruppa le prime 10 aziende del FTSE Italy che hanno dimostrato maggiore trasparenza e completezza nella comunicazione di informazioni riguardanti il cambiamento climatico.

Il *Carbon Disclosure Project* (CDP), organizzazione che rappresenta 655 investitori istituzionali con un patrimonio gestito di 78.000 miliardi di dollari in asset, ha conferito ad A2A S.p.A. l'importante riconoscimento in base alle risposte fornite dall'azienda sui temi delle emissioni di gas a effetto serra, sugli obiettivi di riduzione delle emissioni e sulla valutazione dei rischi e delle opportunità connessi al cambiamento climatico.

A2A S.p.A. ha totalizzato una valutazione di 88 punti su 100, con un miglioramento di 13 punti rispetto al 2011. Per la prima volta quest'anno A2A S.p.A. ha integrato le risposte al questionario con la certificazione, da parte di un revisore esterno, delle emissioni dirette ed indirette di CO₂. Il *Carbon Disclosure Project* ha valutato positivamente l'impegno di A2A S.p.A. nelle azioni messe in atto per il raggiungimento della riduzione di emissioni di CO₂, assegnandole un punteggio pari a B su una scala che va da A (massimo) a E (minimo). L'indice costituisce uno strumento di valutazione per gli investitori istituzionali e per tutti gli altri soggetti interessati a meglio conoscere le *performance* delle aziende non solo sotto il profilo economico ma anche sotto il profilo della sostenibilità ambientale.

Fusione per incorporazione di Delmi S.p.A. in Edipower S.p.A.

In data 19 dicembre 2012 è stato stipulato l'atto di fusione per incorporazione di Delmi S.p.A. in Edipower S.p.A., che avrà efficacia a decorrere dal 1° gennaio 2013.

In data 1° ottobre 2012 i Consigli di Amministrazione di Delmi S.p.A. e di Edipower S.p.A. avevano approvato il progetto di fusione per incorporazione fra le due società, avviandone il processo di integrazione.

Ad Aprica S.p.A. la gara G.Eco per la gestione dei servizi ambientali in 76 Comuni della Provincia di Bergamo

In data 29 dicembre 2012 Aprica S.p.A., società del Gruppo A2A attiva nel settore dei servizi ambientali, si è aggiudicata la gara per l'individuazione del socio industriale della società G.Eco, primo operatore della provincia di Bergamo per abitanti serviti.

Il valore stimato complessivo del rapporto di partenariato, della durata di 12 anni, è di 300 milioni di euro, corrispondente alle attese di ricavo delle attività generate in forza dei contratti con i 76 Comuni serviti.

In qualità di socio industriale, Aprica S.p.A. nominerà l'Amministratore Delegato di G.Eco che gestirà l'attività operativa aziendale per la miglior riuscita del progetto di sviluppo della società. Inoltre, Aprica S.p.A. svolgerà direttamente l'attività di trattamento e recupero rifiuti per un controvalore di circa 87 milioni di euro.

Termovalorizzatore di Acerra: confermato nel 2012 il 100% della capacità produttiva

Per il secondo anno consecutivo il termovalorizzatore di Acerra ha raggiunto in anticipo il 100% della sua capacità produttiva, confermando gli elevati *standard* di efficienza raggiunti. Nel corso del 2012 sono state trattate dall'impianto 615 mila tonnellate di rifiuti, che hanno permesso di generare e immettere in rete 552 milioni di kWh di energia elettrica, pari al fabbisogno annuo di circa 200 mila famiglie.

Confermate le ottime *performance* anche dal punto di vista ambientale: i dati delle emissioni in atmosfera hanno fatto registrare valori ampiamente al di sotto dei limiti imposti dalle normative europee e anche di quelli più stringenti fissati dall'Autorizzazione Integrata Ambientale che regola il sito di Acerra. Grazie al funzionamento dell'impianto, gestito dal Gruppo A2A tramite la controllata Partenope Ambiente S.p.A., è stato possibile evitare l'emissione in atmosfera di circa 250 mila tonnellate di CO₂ e l'utilizzo di circa 103 mila tonnellate di petrolio equivalente.

Nel corso del 2012 tutte le tre linee di combustione di cui si compone l'impianto sono state interessate, come di consueto, da attività di manutenzione ordinaria, che hanno permesso al termovalorizzatore di lavorare in piena efficienza, rispettando gli elevati *standard* di sicurezza fissati per il suo funzionamento e senza pregiudicare la capacità di trattamento delle quantità di rifiuti previste.

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2012

Esercizio dell'opzione put da parte del Gruppo Iren

In data 6 febbraio 2013 il Gruppo Iren ha comunicato l'intenzione di esercitare l'opzione put che prevede l'uscita dalla compagine azionaria di Edipower S.p.A. con l'assegnazione, quale contropartita, della partecipazione di alcuni assets di generazione.

Incontro tra i rappresentanti di A2A e le Segreterie Nazionali delle Organizzazioni Sindacali

Nell'ambito dell'incontro avvenuto nel mese di febbraio 2013 tra i rappresentanti di A2A e le Segreterie Nazionali delle Organizzazioni Sindacali sono state illustrate le linee di sviluppo industriale e finanziario previste nel Piano Industriale 2013–15, approvato lo scorso 8 novembre dal Consiglio di Gestione e dal Consiglio di Sorveglianza di A2A.

Sono previsti interventi volti a contenere la dinamica del costo del lavoro anche mediante il ricorso ad idonei ammortizzatori sociali per il personale di alcuni siti termoelettrici dove il livello di utilizzo degli impianti ha ormai raggiunto livelli inferiori al 25%, nonché per il personale delle filiere Reti e *Corporate*.

La volontà dell'azienda è quella di arrivare ad identificare, di comune accordo con i rappresentanti delle Organizzazioni Sindacali, modalità gestionali che consentiranno di ridurre al minimo l'impatto sociale di tali iniziative.

Piano Economico Finanziario 2013-2015

Nel mese di novembre 2012 i Consigli di Sorveglianza e di Gestione di A2A S.p.A. hanno esaminato e approvato il Piano Economico e Finanziario 2013-2015 e le linee di indirizzo di medio-lungo termine del Gruppo A2A.

Gli obiettivi e le priorità gestionali e strategiche del Gruppo sono stati così delineati:

- nel breve termine (2013-2015), rapido miglioramento e stabilizzazione della situazione finanziaria, mediante:
 - cessioni mirate di quote di minoranza
 - incremento dell'efficienza operativa e allocazione selettiva degli investimenti
 - crescita organica della redditività e consolidamento dell'attuale posizione di *leadership* nelle quattro aree di *core business*: Energia, Ambiente, Calore, Reti.
- nel medio-lungo termine, accelerazione della crescita industriale, facendo leva sul conseguito rafforzamento patrimoniale, con investimenti focalizzati sulle aree a maggiore redditività e sostenibilità ambientale:
 - impianti di trattamento e valorizzazione energetica dei rifiuti
 - sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento urbano
 - *re-powering* di impianti di generazione.

In linea con tali obiettivi e priorità, le principali azioni strategiche decise sono le seguenti:

- Aggregazione, riorganizzazione e sviluppo delle attività del Gruppo nel settore Ambiente
Il Gruppo A2A può contare su una gamma di attività, competenze e tecnologie distintive che coprono l'intera filiera Ambiente: dalla raccolta al trattamento e al recupero energetico dei rifiuti delle varie tipologie. Tali attività sono attualmente distribuite in diverse società del Gruppo: AMSA S.p.A., Aprica S.p.A., Ecodeco S.r.l., Partenope Ambiente S.p.A., Aspem Energia S.p.A., essendo il risultato del recente sviluppo di A2A S.p.A. per aggregazioni successive.

A2A S.p.A. ha deciso di lanciare immediatamente un progetto di aggregazione di tali attività in un unico soggetto denominato "A2A Ambiente", che si posizionerà da subito come primo operatore italiano del settore, sia per fatturato (oltre 800 milioni di euro) che per volumi trattati e redditività. Già nel breve termine l'aggregazione consentirà di realizzare

significativi incrementi di efficienza e di efficacia operativa sul mercato.

Su queste basi, nel medio-lungo periodo A2A Ambiente svilupperà ulteriormente la propria capacità di trattamento rifiuti con nuovi impianti, giungendo a rappresentare circa un terzo della redditività complessiva del Gruppo A2A.

Per quanto concerne le attività a diretto servizio delle comunità locali (raccolta e spazzamento), verranno mantenute autonomie societarie al fine di garantire elevati livelli di efficacia nel processo decisionale e nella qualità dei servizi forniti.

- Accelerazione nello sviluppo di reti di teleriscaldamento in Lombardia

A2A S.p.A. è attualmente l'operatore *leader* nel teleriscaldamento urbano, operando nelle città di Milano, Brescia, Bergamo e Varese. Le aree di presenza di A2A S.p.A. offrono opportunità di significativo sviluppo delle reti di teleriscaldamento, che presentano benefici molto rilevanti in termini di efficienza energetica e di riduzione dell'inquinamento atmosferico nelle aree urbane.

In particolare, per la città di Milano e una parte della sua area metropolitana è allo studio, in ottica di medio-lungo termine (non ancora incluso nel piano 2013-2015) un importante progetto infrastrutturale che prevede la costruzione di una dorsale di trasporto calore dalla centrale di Cassano d'Adda alla città.

Tale progetto, che non richiederebbe potenziamenti produttivi nel sito di Cassano, arriverebbe a coprire oltre il 25% della richiesta totale di calore della città di Milano, assumendo grande rilevanza per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica (sia a livello di Regione Lombardia sia a livello nazionale) e per la riduzione dell'inquinamento nell'area urbana milanese.

- Integrazione delle attività della Filiera Energia a seguito dell'acquisizione di Edipower S.p.A.

L'acquisizione di Edipower S.p.A. ha rappresentato un punto di svolta per A2A S.p.A. dal punto di vista produttivo: oggi A2A S.p.A. è il secondo operatore italiano nella Generazione Elettrica, con 12 GW installati, una produzione media annua di circa 20 TWh e un *mix* produttivo orientato alle fonti rinnovabili (idroelettrico e *waste-to-energy* rappresentano circa il 30% della produzione).

I benefici dell'acquisizione di Edipower S.p.A. in termini di efficacia nella gestione del portafoglio di impianti e di ottimizzazione del dispacciamento sono già evidenti e in corso di piena realizzazione da parte di A2A S.p.A., superando alcune inefficienze derivanti dal precedente assetto *multi-tolling*.

Un'area di ulteriori concreti benefici è rappresentata dalle efficienze derivanti da un più veloce processo di integrazione di Edipower S.p.A., con significativi risparmi di costi già nel breve termine.

- Rafforzamento patrimoniale

Premessa indispensabile al rilancio degli investimenti e dello sviluppo di A2A S.p.A. è un rafforzamento della sua struttura patrimoniale. A2A S.p.A. procederà ad una serie di azioni

volte alla riduzione dell'indebitamento, che includeranno:

- cessione di quote di minoranza in società operative, con mantenimento del controllo e della gestione industriale;
- ottimizzazione della gestione del circolante, allocazione selettiva delle risorse dedicate agli investimenti, dismissione di alcune residue attività *non-core*.

- Incremento efficienza e riduzione costi

In parallelo, A2A S.p.A. realizzerà una serie di misure volte all'incremento dell'efficienza operativa e alla riduzione dei costi. In particolare:

- i già citati progetti di integrazione e riorganizzazione delle attività nelle Filiere Ambiente e Energia porteranno significative riduzione dei costi operativi;
- verrà inoltre effettuata una serie di interventi trasversali alle diverse aree di *business* in cui il Gruppo opera, volti all'incremento della produttività, al miglioramento dei processi e alla riduzione dei costi, sia nelle attività operative sia a livello di *corporate*.

Queste azioni contribuiranno per circa 70 milioni di euro al conseguimento del risultato operativo (EBITDA) fissato come obiettivo per il 2015.

L'insieme delle azioni descritte produrrà i seguenti risultati attesi per il Gruppo A2A:

- EBITDA: 1,3 miliardi di euro, corrispondente ad un incremento di circa 280 milioni di euro rispetto al 2012
- Debito Netto: 3,2 miliardi di euro, in riduzione di circa 1,4 miliardi di euro rispetto al debito netto previsto a fine 2012
- Investimenti previsti nel periodo 2013-2015: 1,2 miliardi di euro.

Evoluzione prevedibile della gestione

Nel corso del 2013 non si prevedono condizioni macroeconomiche e settoriali migliorative rispetto a quelle che hanno caratterizzato l'esercizio 2012. Tuttavia, dal punto di vista reddituale, un positivo contributo alla crescita sarà dato dal consolidamento per l'intero esercizio di Edipower S.p.A. (sette mesi nel 2012) a cui si aggiungeranno i benefici derivanti dall'avvio del Piano triennale di efficientamento operativo denominato AXE8o. Ci si attende che tali fattori, unitamente ad un miglioramento reddituale della Filiera Ambiente e di quella Calore, possano più che compensare gli effetti delle recenti e di ulteriori possibili modifiche del quadro normativo e regolatorio.

In continuità con i risultati conseguiti nel 2012, il *management* rimarrà impegnato a perseguire prioritariamente l'obiettivo di un ulteriore miglioramento del rapporto di indebitamento.

Proposte di destinazione dell'utile di esercizio al 31 dicembre 2012 e distribuzione del dividendo

Il bilancio d'esercizio di AzA S.p.A., al 31 dicembre 2012, presenta un utile pari a euro 183.154.840,00.

Se concordate con i criteri seguiti nella redazione del bilancio, con i principi ed i metodi contabili ivi utilizzati e con i criteri di valutazione adottati, Vi invitiamo ad approvare:

la destinazione dell'utile dell'esercizio, pari a euro 183.154.840,00 come segue:

- euro 9.157.742,00 a riserva legale;
- euro 80.755.679,37 a dividendo ordinario agli azionisti, in misura tale da assicurare una remunerazione di euro 0,026 per ciascuna azione ordinaria in circolazione;
- euro 93.241.418,63 a riserva straordinaria.

A titolo informativo, Vi segnaliamo che, con riferimento al numero di azioni attualmente in circolazione (pari a n. 3.105.987.668 azioni, tenendo conto delle n. 26.917.609 azioni proprie in portafoglio), la distribuzione del predetto dividendo ordinario, pari a euro 0,026, ammonterebbe a euro 80.755.679,37.

Il dividendo sarà pagato a decorrere dal 27 giugno 2013, con data stacco della cedola il 24 giugno 2013 e *record date* il 26 giugno 2013.

Il Consiglio di Gestione

Evoluzione normativa

Evoluzione normativa

Filiera Energia

Recente evoluzione normativa nel settore dell'energia elettrica

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

L'evoluzione normativa nel 2012 ha principalmente portato ad una prosecuzione delle concessioni di A2A e ha introdotto alcune norme finalizzate ad agevolare lo svolgimento delle gare e a regolamentare le modalità di passaggio della concessione dal gestore uscente all'entrante.

A livello europeo, la procedura di infrazione nei confronti della Repubblica Italiana, aperta dall'Unione Europea con nota del 15 marzo 2011, dovrebbe essere archiviata a seguito di quanto disposto dalla Sentenza n. 205/2011, con la quale la Corte Costituzionale ha accolto un ricorso presentato dalla Regione Liguria dichiarando l'illegittimità delle disposizioni volte a prorogare le concessioni di grande derivazione d'acqua per uso idroelettrico (per periodi di 5 e 7 anni).

A livello nazionale, il Governo, con il Decreto Legge del 22 giugno 2012 n. 83 (cd. D.L. Crescita), ha dettato alcune norme finalizzate ad agevolare lo svolgimento delle gare, ponendo così fine a una fase assai lacunosa della legislazione in materia. In particolare l'art. 37, comma 4, ha confermato il termine dei 5 anni prima della scadenza della concessione quale limite temporale entro il quale indire le gare e prevede per le concessioni una durata di 20 anni, estendibile fino ad un massimo di 30 anni in relazione all'entità degli investimenti connessi ed ai criteri che saranno stabiliti dall'emanando Decreto Ministeriale di cui al comma 2 dell'art. 12 del D.Lgs. n. 79/99 e successive modifiche e integrazioni.

Inoltre, è previsto un regime transitorio speciale per l'indizione delle gare relative alle concessioni già scadute alla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto e per quelle in scadenza entro il 31 dicembre 2017 (per le quali è impossibile il rispetto del periodo di 5 anni per l'indizione delle gare). Tali gare dovranno essere indette entro due anni dalla data di entrata in vigore del Decreto Ministeriale attuativo (di cui al comma 2 dell'art. 12 del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79 e successive modifiche e integrazioni) e la nuova concessione decorrerà dal

termine del quinto anno successivo alla scadenza originaria e comunque non oltre il 31 dicembre 2017. Per quanto concerne la modalità di passaggio della concessione dal gestore uscente all'entrante, il legislatore ha optato per la cessione di ramo d'azienda a fronte di un corrispettivo predeterminato e concordato tra il gestore uscente e l'amministrazione concedente prima della fase di offerta, e 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 è affidato al Decreto Ministeriale che dovrà dettare la disciplina attuativa di dettaglio, previo parere dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (di seguito anche AEEG o Autorità). In caso di mancato accordo tra il concessionario uscente e l'Amministrazione concedente circa l'entità del corrispettivo e dell'importo, è previsto il ricorso ad un arbitrato.

I soggetti incaricati di indire le future gare sono le Regioni e le Province Autonome, che potranno fissare almeno nel 20% la percentuale del canone di concessione pattuito da destinare alla riduzione dei costi dell'energia elettrica a beneficio dei clienti finali rientranti nel proprio territorio, secondo modalità da stabilirsi con un ulteriore Decreto Ministeriale attuativo. Con Decreto del 30 novembre 2011 il Ministero dell'Ambiente ha determinato i sovracani BACINI IMBRIFERI MONTANI (BIM) per le concessioni di derivazione d'acqua per produzione di forza motrice per il biennio 1° gennaio 2012 - 31 dicembre 2013. L'importo del sovracano a carico dei concessionari di derivazioni d'acqua per produzione di forza motrice con potenza nominale media superiore a 220 kW e fino a 3.000 kW è fissato in 22,13 euro per ogni kW di potenza nominale media, mentre per potenze superiori a 3.000 kW l'importo è di 29,40 euro. Contestualmente l'Agenzia del Demanio, con Decreto del 30 novembre 2011, ha determinato per il medesimo biennio e le medesime classi di potenza, l'ammontare dei sovracani per impianti idroelettrici, pari rispettivamente a 5,53 euro e a 7,35 euro. Come già ricordato, a seguito dell'emanazione del D.L. Crescita, così come convertito dalla Legge 7 agosto 2012 n. 134, la disciplina dei canoni di concessione ad uso idroelettrico dovrebbe essere sottoposta a revisione, tramite un opportuno Decreto Ministeriale attuativo.

A livello locale, la Regione Lombardia, anche in vista della scadenza di alcune concessioni nel proprio territorio, con l'articolo 14 della Legge n. 19 del 23 dicembre 2010 ha modificato la precedente Legge Regionale n. 26 del 12 dicembre 2003, inserendo l'articolo 53-bis che contiene disposizioni in merito alla prosecuzione temporanea dell'esercizio, ai profili proprietari susseguenti la scadenza degli affidamenti in essere, all'esercizio delle infrastrutture e degli impianti. In attuazione di queste disposizioni la Giunta Regionale, con Delibera n. 1205 del 29 dicembre 2010, ha disposto la "prosecuzione temporanea" da parte di A2A S.p.A. dell'esercizio delle derivazioni e degli impianti idroelettrici di Stazzona, Lovero e Grosotto, scadute al 31 dicembre 2010. La delibera ha confermato altresì l'obbligo di corrispondere i canoni e i sovracani previsti e di effettuare i lavori di manutenzione ordinaria e straordinaria contemplati dal citato art. 53-bis; inoltre ha demandato a successiva deliberazione – non assunta sino ad oggi – la possibile determinazione di un canone aggiuntivo da corrispondere a partire dal 1° gennaio 2011.

Questa delibera è stata oggetto di ricorso al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP) da parte di A2A S.p.A. e di altri operatori.

Inoltre, a seguito dell'impugnazione da parte del Governo di alcune disposizioni della sopra citata Legge Regionale n.19 del 23 dicembre 2010, la Corte Costituzionale con Sentenza n. 339/2011 ha dichiarato l'incostituzionalità delle norme impugnate. Di conseguenza restano in vigore i commi 4 e 5 dell'art. 53-bis introdotto con la legge appena citata, che prevedono la prosecuzione temporanea dell'esercizio per le concessioni scadute a fine 2010 e la possibilità per la Giunta Regionale di disporre condizioni di esercizio aggravate durante tale periodo, anche sotto il profilo economico.

Canoni per le concessioni relative a derivazioni d'acqua

La Legge Regionale n. 22/2011 ha fissato in 34.000 euro per modulo d'acqua l'importo unitario del canone dovuto alla Regione per le derivazioni d'acqua con portata superiore a trenta moduli (3.000 l/s) impegnate ad uso industriale, ivi compreso il raffreddamento di impianti termoelettrici, a partire dall'annualità 2012. Tale disposizione regionale ha un diretto impatto sulle centrali termoelettriche di Cassano d'Adda e di Ponti sul Mincio.

Inoltre, integrando la Legge Regionale 29 giugno 2009, n. 10 la stessa legge ha modificato, a partire dall'annualità 2012, i canoni dovuti alla Regione Lombardia per le grandi derivazioni d'acqua ad uso idroelettrico, portandoli a 30 euro per ogni kW di potenza nominale media annua.

Normativa grandi dighe

Il Decreto Legge 6 dicembre 2011, n. 201 così come convertito in legge con la Legge 22 dicembre 2011, n. 214, ha introdotto norme circa l'individuazione da parte dei Ministeri competenti, entro il 30 giugno 2013, delle grandi dighe per le quali, *“accertato il concreto rischio di ostruzione degli organi di scarico, siano necessari e urgenti l'adozione di interventi nonché la rimozione dei sedimenti accumulatisi nei serbatoi”* a carico dei concessionari.

Sono introdotti altresì a carico dei concessionari obblighi di comunicazione ai Ministeri competenti, quali: il piano di manutenzione per le dighe con una vita utile superiore ai 50 anni, gli elaborati di consistenza delle opere di derivazione ed adduzione (comprese le condotte forzate), i relativi atti di collaudo, i piani di manutenzione, unitamente alle asseverazioni straordinarie sulle condizioni di sicurezza e sullo stato di manutenzione delle citate opere, nonché, in via telematica ed in tempo reale, i dati idrologici e idraulici acquisiti presso le dighe, comprese le portate scaricate e derivate; infine, per alcuni tipi di opere è prevista la comunicazione, o l'esecuzione, del collaudo statico.

Remunerazione della capacità produttiva

Il meccanismo transitorio di remunerazione della capacità produttiva, definito dalla Delibera dell'Autorità n. 48/04, prevede:

- il riconoscimento di un corrispettivo certo ai soggetti che rendono disponibile capacità produttiva per le esigenze di equilibrio del sistema nei giorni ad alta e media criticità;
- un ulteriore corrispettivo, erogato qualora i ricavi effettivi conseguiti dal singolo produttore nei mercati elettrici risultino, su base annua, inferiori ad un livello di riferimento posto pari ai ricavi che il medesimo produttore avrebbe ottenuto nel precedente regime amministrato.

Con Delibera ARG/elt 166/10, l'Autorità ha rivisto la formula per il calcolo dell'ulteriore corrispettivo di cui sopra, in modo tale che lo stesso possa tenere in considerazione gli effetti derivanti dalla differenza dei prezzi tra le diverse zone dei mercati dell'energia.

Avverso le disposizioni adottate dal provvedimento n. 166/10, ritenute discriminanti per alcune delle unità di produzione ammesse al meccanismo di remunerazione, alcuni operatori, tra cui A2A Trading S.r.l., hanno presentato ricorso al TAR Lombardia. Si resta tuttora in attesa dell'esito del contenzioso.

Infine, con Delibera ARG/elt 98/11 l'Autorità ha definito i criteri e le condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica a regime. Ai sensi degli articoli 1 e 2 del Decreto Legislativo n. 379/03, in base a tali criteri Terna dovrà elaborare una proposta per la disciplina del sistema, che sarà sottoposta all'approvazione con Decreto del Ministero dello sviluppo economico. Il nuovo sistema sostituirà la regolazione attualmente vigente per il periodo transitorio, a partire dal primo anno di consegna dei contratti standard di approvvigionamento di capacità previsti dal nuovo regolamento.

Risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Con Delibera n. 111/06, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha regolato le modalità di esercizio e remunerazione degli impianti considerati essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. E' considerato a tale fine essenziale ciascun impianto il cui funzionamento, al verificarsi di particolari condizioni, risulti necessario ai fini del dispacciamento. L'elenco degli impianti essenziali è individuato da Terna ogni anno, a valere per l'anno successivo.

Per ciascuna unità di produzione appartenente ad un impianto incluso nell'elenco pubblicato da Terna, il titolare dell'impianto (o il relativo utente del dispacciamento, qualora non coincidente con il titolare) è tenuto a presentare offerte di produzione nei mercati elettrici, nel rispetto di vincoli e criteri specificati da Terna, per i periodi di ciascun giorno dell'anno per i quali sia considerato essenziale alla sicurezza degli approvvigionamenti.

L'Autorità prevede che l'esercizio dell'impianto in condizione di essenzialità possa essere remunerato in modalità cosiddetta "ordinaria", con e senza reintegrazione dei costi (in base alle richieste del titolare dell'unità produttiva), o secondo la modalità cosiddetta "alternativa".

Gli impianti di Edipower S.p.A. in località San Filippo del Mela 150 e 220 kV rientrano attualmente nell'elenco delle unità essenziali. Per la relativa remunerazione, Edipower S.p.A. ha chiesto l'ammissione al regime ordinario con reintegrazione dei costi.

Con Delibera 507/2012/R/eel, l'Autorità ha adottato determinazioni in merito alle istanze presentate dagli operatori interessati, per il riconoscimento del corrispettivo di reintegrazione relativo agli impianti essenziali ammessi al regime di remunerazione ordinario (con reintegrazione dei costi) per l'anno 2011, tra cui gli impianti di produzione di San Filippo del Mela.

Nelle more dell'esatta determinazione del corrispettivo di reintegrazione, al fine di contenere l'onerosità dell'esposizione finanziaria cui restano soggetti i richiedenti, l'Autorità ha disposto l'erogazione a tali operatori da parte di Terna, entro il 31 dicembre 2012, di un ulteriore acconto del corrispettivo, come quantificato negli allegati al provvedimento, che si aggiunge a quello già riconosciuto per il primo semestre 2011 con Delibera 298/2012/R/eel.

Incentivazione produzione da rinnovabili

Il 29 marzo 2012 è entrato in vigore il D.Lgs. n. 28/2011 di attuazione della Direttiva Europea 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

In attuazione dell'art. 24 del Decreto:

- con Decreto Ministeriale 5 luglio 2012, il Ministero dello sviluppo economico ha definito le modalità di incentivazione per la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (il cosiddetto V Conto Energia);

- con Decreto Ministeriale 6 Luglio 2012, il Ministero dello sviluppo economico ha determinato le modalità per l'attuazione dei sistemi incentivanti la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili relativamente agli impianti che entreranno in esercizio dal 1° gennaio 2013. Le disposizioni del decreto si applicheranno agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili diversi dagli impianti fotovoltaici, aventi potenza non inferiore a 1 kW. Il decreto prevede inoltre, per gli 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.

Prezzo di offerta Certificati Verdi nella titolarità del Gestore Servizi Elettrici

Con Delibera 11/2012/R/efr, ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei Certificati Verdi per l'anno 2012 (articolo 2, comma 148, della Legge n. 244/07), l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha stabilito il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno 2011, che in applicazione dei criteri previsti dalla Delibera ARG/elt 24/08, è pari a 74,72 €/MWh (per il 2011, ai sensi della Delibera ARG/elt 5/11, tale valore era stato fissato pari a 66,90 €/MWh).

Ai sensi dell'articolo 25 comma 4 del D.Lgs. 28/2011, il GSE ritira annualmente i Certificati Verdi (CV) rilasciati con riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili dal 2011 al 2015, eventualmente eccedenti quelli necessari al rispetto della quota d'obbligo, ad un prezzo di ritiro pari al 78% del valore risultante dalla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente e definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. Con riferimento all'anno 2012, il GSE ha fissato il prezzo di offerta dei CV nella propria titolarità pari a 105,28 €/MWh, al netto di IVA, mentre il prezzo di ritiro dei CV rilasciati con riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nell'anno 2011, è stato fissato pari a 82,12 €/MWh, al netto di IVA (78% del prezzo di offerta dei CV del GSE). Il prezzo di ritiro dei CV rilasciati con riferimento all'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati a reti di teleriscaldamento è stato, infine, fissato pari a 84,34 €/MWh, al netto di IVA.

Emissions Trading

Ai sensi della Direttiva Europea 2003/87/CE, dal 1° gennaio 2005 i gestori di impianti che emettono in atmosfera CO₂ devono essere muniti di un'autorizzazione dell'Autorità nazionale competente e coprire le proprie emissioni con equivalenti diritti rilasciati, in parte, a

titolo gratuito in base al disposto del Piano di Allocazione delle Emissioni adottato per ciascun Paese.

Con Decreto Legge 20 maggio 2010 n. 72 sono state adottate misure urgenti per l'assegnazione di quote di emissione di CO₂ destinate a impianti entrati in funzione dopo l'adozione del Piano Nazionale di Assegnazione (PNA) riferito al secondo periodo di applicazione (2008-2012) dell'*Emissions Trading System* europeo (i cosiddetti “nuovi entranti”).

Con Delibera ARG/elt n. 117/10 l'Autorità ha stabilito che i crediti spettanti ad ogni soggetto avente diritto siano definiti annualmente sulla base della quantità di quote ad essa trasmesse dal Comitato Nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE, riconoscendo una valorizzazione per ogni quota di emissione che tenga conto delle medie aritmetiche dei prezzi giornalieri dei titoli EUA e dei volumi scambiati nei principali mercati organizzati europei. L'assegnazione delle quote di CO₂ ai gestori degli impianti disposta dall'Autorità nazionale competente è determinata con riferimento a ciascuno dei periodi previsti dal D.Lgs. n.216/2006.

Con Delibera 563/2012/R/efr, in applicazione dei suddetti criteri, l'Autorità ha determinato crediti spettanti per gli anni 2008-2009-2010-2011 ai gestori di impianti o parti di impianto riconosciuti come nuovi entranti nel sistema dell'*emissions trading* per il periodo di applicazione in corso.

L'Autorità ha riconosciuto ad Ergosud S.p.A. con riferimento alla centrale turbogas a ciclo combinato di Scandale:

- per il 2010 crediti per 2.045.518,40 euro, a copertura della mancata assegnazione a titolo gratuito di 140.104 quote di emissione di CO₂, valorizzate a 14,60 euro/t; tale riconoscimento si somma per la competenza 2010 a quanto precedentemente riconosciuto al medesimo impianto con Delibera ARG/elt n. 111/11 (crediti per un totale di 8.050.030,38 euro, a copertura della mancata assegnazione a titolo gratuito di 361.024 quote di emissione di CO₂, valorizzate a 14,76 euro/t, e di 189.771 quote di emissione di CO₂, valorizzate a 14,34 euro/t);
- per il 2011 crediti per 8.472.530,76 euro, a copertura della mancata assegnazione a titolo gratuito di 647.747 quote di emissione di CO₂, valorizzate a 13,08 euro/t; tale riconoscimento si somma per la competenza 2011 a quanto precedentemente riconosciuto al medesimo impianto con Delibera 139/2012/R/efr (crediti per un totale di 8.528.225,40 euro, a copertura della mancata assegnazione a titolo gratuito di 652.005 quote di emissione di CO₂, valorizzate a 13,08 euro/t).

L'Autorità ha inoltre riconosciuto alla società A2A Calore e Servizi S.r.l., per l'impianto (caldaia) di Sesto San Giovanni per l'anno 2011, crediti per 127.884,20 euro, a copertura della mancata assegnazione a titolo gratuito di 9.860 quote di emissione di CO₂, valorizzate a 12,97 euro/t.

Si ricorda infine che con precedente Delibera 139/2012/R/efr l'Autorità aveva già riconosciuto per il 2011:

- ad A2A Calore e Servizi S.r.l., per l'impianto di Canavese, crediti per 736.207,80 euro a copertura della mancata assegnazione a titolo gratuito di 56.285 quote di emissione di CO₂, valorizzate a 13,08 euro/t;
- a Varese Risorse S.r.l., per la centrale termofrigorifera integrata da cogenerazione, crediti per 137.575,44 euro a copertura del mancato riconoscimento di 10.518 quote di emissione di CO₂, valorizzate a 13,08 euro/t.

Green Pricing

Al fine di garantire che la stessa quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non venga computata in più contratti di energia verde, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha definito, con Delibera ARG/elt n. 104/11, i requisiti relativi ai contratti di vendita di energia prodotta da fonti rinnovabili siglati a decorrere dal 1° ottobre 2011, con riferimento all'energia elettrica fornita ai clienti finali a decorrere dal 1° gennaio 2012.

L'Autorità ha previsto che a tal fine vengano utilizzate esclusivamente le Garanzie di Origine (GO) di cui alla Direttiva 2009/28/CE e che, nelle more dell'entrata in vigore delle disposizioni previste dal Decreto Legislativo n. 28/11, si utilizzino i titoli CO-FER di cui al Decreto Ministeriale del 31 luglio 2009. Le società di vendita possono comunque utilizzare altri strumenti e marchi di certificazione di natura volontaria, fermo restando che ogni contratto di vendita di energia rinnovabile debba essere comprovato dalle GO. Sono state inoltre introdotte alcune modifiche al Codice di condotta commerciale, relativamente alla predisposizione del materiale promozionale ed informativo delle offerte di energia, nonché alcune previsioni in merito ai prospetti che, con cadenza quadrimestrale, il venditore è tenuto a pubblicare in bolletta.

Con Delibera ARG/elt n. 179/11 l'Autorità ha sancito l'avvio della disciplina, approvando la procedura tecnica e le procedure concorrenziali redatte dal GSE finalizzate rispettivamente all'applicazione delle disposizioni contenute nella sopra citata Delibera ARG/elt n. 104/11 ed all'assegnazione delle Garanzie di Origine nella disponibilità del medesimo GSE. In data 20 giugno 2012 si sono svolte, nell'ambito della piattaforma del GSE, tali procedure concorrenziali, che hanno registrato una scarsa partecipazione da parte degli operatori (sono stati assegnati 551 MWh rispetto ai 6 GWh offerti nella sessione d'asta, pari a poco più del 9%).

Infine, con Decreto 6 luglio 2012 "Attuazione dell'articolo 24 del D.Lgs. 3 marzo 2011 n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diverse dai fotovoltaici", il Ministero dello sviluppo economico ha dato mandato al GSE di definire le modalità di rilascio, riconoscimento e utilizzo delle Garanzie d'Origine dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, in conformità alle disposizioni di cui all'art. 16 della Direttiva 2009/28/CE, nonché di

cui all'art. 34 del D.Lgs. n. 28/11. Tali disposizioni sono state recepite nell'aggiornamento della procedura tecnica redatto dal GSE nel mese di dicembre 2012, relativamente al quale l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole con il provvedimento 534/2012/l/efr.

Condizioni economiche servizio di maggior tutela

Nel dicembre 2012, con la Delibera 583/2012/R/eel, l'Autorità ha rivisto i livelli della componente RCV (Remunerazione Commercializzazione Vendita) e RCVi (Remunerazione Commercializzazione Vendita imprese integrate) a remunerazione degli esercenti la maggior tutela, fermo restando l'unicità a livello nazionale del prezzo pagato da ciascuna tipologia di clienti in maggior tutela, prevedendo che tali componenti siano:

- definite in maniera differenziata per le diverse tipologie di clienti finali in maggior tutela, analogamente a quanto attualmente previsto;
- ulteriormente distinte in base ai due ambiti territoriali centro/nord e centro/sud;
- definite tenendo conto del livello di *unpaid ratio* rilevato presso gli esercenti la maggior tutela ritenuti dall'Autorità più efficienti e del beneficio derivante dalla possibilità di ricorso al Sistema indennitario di cui alla Delibera ARG/elt 191/09 da parte degli esercenti la maggior tutela.

Con la medesima delibera l'Autorità ha provveduto ad aggiornare la componente a remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela (RCV). Tale aggiornamento, disposto con decorrenza 1° gennaio 2013, vale retroattivamente anche per l'anno 2012 mediante un meccanismo di compensazione.

Regolazione settore energia elettrica in Montenegro

L'Agenzia Regolatoria per l'Energia (RAE), l'organismo autonomo e indipendente con funzioni di regolazione del settore dell'energia, ha posto in consultazione e approvato, a fine 2011, la nuova 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. Nel febbraio 2012 l'Agenzia ha apportato alcune variazioni alla normativa posticipando al 1° agosto 2012 l'avvio del periodo regolatorio ed ha inoltre modificato la modalità di calcolo del costo dell'energia ceduta ai clienti finali, limitatamente alla quota generata da fonti domestiche.

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.

Contestualmente, nel mese di dicembre 2011 l'Agenzia ha pubblicato le tariffe, determinate sulla base della previgente metodologia, valide a partire dal 1° gennaio 2012 fino alla conclusione del periodo transitorio.

Infine, nel luglio 2012, la RAE ha approvato le tariffe, determinate sulla base della nuova metodologia sopra descritta, valide per il periodo 1° agosto 2012 – 31 luglio 2015.

Recente evoluzione normativa nel settore del gas naturale

Mercato upstream gas

Disciplina del bilanciamento di merito economico del gas naturale

In data 1° dicembre 2011 è stata avviata la disciplina del bilanciamento di merito economico definita dalla Delibera ARG/gas 45/11.

Gli utenti titolari di stoccaggio (utenti del bilanciamento abilitati) sono obbligati a partecipare al mercato del bilanciamento. Tale obbligo si concretizza attraverso la presentazione, sulla piattaforma del bilanciamento PB-Gas, di offerte di gas in acquisto e in vendita al fine di compensare lo sbilancio di sistema, calcolato dal responsabile del bilanciamento (Snam Rete Gas S.p.A.) come differenza tra quantitativi programmati in immissione/erogazione da stoccaggio e quelli consuntivati. Le offerte presentate nella sessione di bilanciamento sono accettate, sulla base dell'ordine di merito economico, fino a concorrenza dello sbilanciamento complessivo del sistema e combinando tra loro le offerte in acquisto e vendita presentate dagli utenti. Il prezzo di remunerazione si determina giornalmente in base al meccanismo dell'asta a prezzo marginale (ossia il prezzo di valorizzazione risulta pari a quello associato all'ultima offerta accettata).

Tale disciplina è stata successivamente oggetto di modifiche ed aggiustamenti. Con Delibera 32/12/R/gas, al fine di ovviare agli eventi occorsi nel mese di febbraio 2012 in seguito allo stato di emergenza gas dichiarato dal Ministero dello sviluppo economico, l'Autorità ha introdotto

un disallineamento dei prezzi in caso di crisi per carenza di gas, definendo un regime amministrato di prezzi da implementarsi in tali casistiche. Successivamente, con Delibera 289/2012/R/gas, l'Autorità è nuovamente intervenuta in materia introducendo alcune disposizioni funzionali alla gestione dei casi di emergenza per eccesso di gas in rete. In tali casistiche l'Autorità ha disposto che il prezzo di sbilanciamento sia posto pari a zero, che la capacità di iniezione non utilizzata e messa a disposizione del sistema sia valorizzata e, infine, che il responsabile del bilanciamento renda disponibili determinate informazioni aggiuntive agli operatori in merito all'approssimarsi di condizioni di emergenza per eccesso di gas.

Con Delibera 538/2012/R/gas, l'Autorità ha provveduto ad introdurre una nuova sessione del giorno prima con processi di rinomina nei punti di interconnessione del sistema nazionale di trasporto, al fine di intervenire nei casi in cui, sulla base dei programmi di trasporto presentati dagli utenti, lo stoccaggio possa risultare una risorsa insufficiente a bilanciare il sistema.

Permane, infine, il contesto di incertezza normativa relativamente alla disciplina delle garanzie richieste agli operatori al fine di operare nel mercato del bilanciamento. A seguito della sospensione del sistema di garanzie a copertura dell'esposizione del sistema nei confronti del cliente disposta dal TAR Lombardia, nel periodo 1° dicembre 2011 - 31 maggio 2012 il mercato del bilanciamento si era trovato ad operare in assenza di un sistema di garanzie. Ciò aveva determinato l'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile CV^{BL}, istituito al fine di consentire il recupero di eventuali oneri non riscossi e finora posto uguale a zero. Nel mese di novembre, con Delibera 470/2012/R/gas, l'Autorità ha infine approvato la proposta di modifica del Codice di Rete redatta da Snam Rete Gas e finalizzata all'incremento del livello delle garanzie.

Con Sentenza n. 3030/2012 il TAR Lombardia, accogliendo il ricorso presentato da En Gas&Oil Trading e da Energy Trading International, ha infine annullato in parte la Delibera 181/2012/R/gas – già parzialmente sospesa in via cautelare a giugno – con la quale l'Autorità aveva provveduto a definire il sistema di garanzie attualmente vigente, respingendo la possibilità di includere il *rating* creditizio tra le forme di garanzia presentate. Inoltre, il TAR ha ritenuto arbitraria la valorizzazione dello stoccaggio dato in garanzia nella misura del 90% della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso (CCI).

Servizio di Default Trasporto

Con Delibera 249/2012/R/gas, l'Autorità ha provveduto ad estendere l'applicazione del servizio di *default* (introdotto con Delibera ARG/gas 99/11) con riferimento ai punti di riconsegna allacciati alle reti di distribuzione, anche ai punti di riconsegna allacciati alla rete di trasporto rimasti privi del venditore a seguito della risoluzione del contratto di trasporto o del mancato conferimento della relativa capacità di trasporto, per i quali non sia possibile attivare il Fornitore di Ultima Istanza (FUI). Tale servizio è posto in capo al Responsabile del bilanciamento il quale,

diversamente da quanto previsto per i PdR allacciati alla rete di distribuzione, anziché fornire direttamente tali punti ha la facoltà di organizzare e svolgere autonomamente procedure concorsuali a evidenza pubblica, finalizzate alla selezione di uno o più fornitori che si impegnino ad assumere la qualifica di utenti del servizio di trasporto e bilanciamento nel caso in cui si verifichino situazioni di prelievi diretti (cosiddetti “fornitori transitori”).

A seguito del diniego espresso dal FUI a svolgere tale servizio in mancanza di una adeguata copertura del rischio connesso, con le Delibere nn. 306/2012/R/gas e 363/2012/R/gas, l'Autorità ha provveduto a definire appositi meccanismi di copertura del rischio di mancato pagamento. Sono state, inoltre, approvate le procedure di selezione del fornitore transitorio del sistema di trasporto.

Le società ENI Gas & Power e Italtrading sono state designate Fornitori Transitori per l'anno termico 2012 – 2013.

Infine, con Delibera 428/2012/R/gas l'Autorità, in seguito alla risoluzione del contratto di trasporto operata da Snam Rete Gas nei confronti della società En Gas&Oil Trading, aveva provveduto ad estendere l'ambito di applicazione della disciplina alle reti regionali.

Nel mese di dicembre 2012 la società Retragas S.r.l. ha presentato ricorso al TAR avverso tale disciplina in quanto contrastante con la normativa comunitaria in materia di *unbundling* funzionale.

Borsa del gas

Dopo l'avvio, avvenuto nel corso del 2010, della piattaforma P-Gas per la negoziazione delle quote di gas naturale importato da Paesi non UE e delle *royalties* da coltivazione dovute allo Stato, e l'avvio del mercato a pronti M-Gas nel dicembre del medesimo anno, è continuato il processo di riorganizzazione del mercato del gas secondo criteri di neutralità e trasparenza, in un'ottica di sviluppo della concorrenza.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 32 del D.Lgs. n. 93/11 il Gestore dei Mercati Energetici (GME), sulla base delle modifiche regolatorie introdotte dall'Autorità con Delibera 525/2012/R/gas, ha definito la disciplina del mercato a termine del gas naturale (MT-Gas), ora al vaglio delle competenti Commissioni parlamentari.

Mercato downstream gas

Condizioni economiche del servizio di tutela

È tuttora in corso il contenzioso in merito alla Delibera ARG/gas 89/10, approvata nel mese di giugno 2010, con la quale l'AEEG ha 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 energetica QE (corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento). Tale revisione era stata peraltro confermata dalla Delibera ARG/gas 77/11.

Con Delibera 116/2012/R/gas, l’AEEG è poi nuovamente intervenuta nel processo di revisione della metodologia di determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela (componente CCI_t), al fine di dare prima attuazione all’art. 13 del Decreto Legge n. 1/12 “Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività” (cosiddetto Decreto Liberalizzazioni), il quale introduce il riferimento ai valori di mercato europei tra i parametri per l’aggiornamento a partire dal secondo trimestre 2012. Il provvedimento, pur mantenendo l’attuale struttura della componente CCI_t articolata nella somma dei due elementi QCI (corrispettivo fisso a copertura di altri oneri di commercializzazione del gas all’ingrosso) e QE_t (corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento del gas nel trimestre t), ridefinisce i criteri di determinazione di quest’ultimo introducendo un riferimento ai prezzi che si formano sui mercati a breve termine (*hub* virtuale TTF - *Title Transfer Facility*). La quota indicizzata al riferimento di mercato viene fissata pari al 3% per il secondo trimestre 2012, e pari al 4% per il terzo trimestre 2012.

Successivamente l’Autorità, con Delibera 263/2012/R/gas, ribadendo gli orientamenti dei precedenti provvedimenti, ha determinato la componente relativa alla commercializzazione all’ingrosso (CCI_t), da applicare con decorrenza 1° ottobre 2012, come somma del corrispettivo fisso QCI (confermandone il precedente valore e suddividendolo nelle componenti $QCItint$, a copertura dei costi di natura infrastrutturale, e $QCIfgross$, a copertura dei rimanenti costi connessi alla commercializzazione all’ingrosso) e del corrispettivo variabile QE_t , calcolato sulla base di un indice *take or pay* (P_{top} , determinato sulla base di un campione di riferimento composto dagli operatori con una quota di mercato all’ingrosso superiore al 10%, e dai contratti caratterizzati da un volume pari a 20.000 GWh), e di un indice di mercato (P_{mkt} , legato all’andamento dell’*hub* olandese TTF) la cui incidenza è posta pari al 5%.

Provvedimenti comuni ai due settori (energia elettrica e gas)

Tutela dei clienti finali

Con Delibera ARG/gas 71/11 l’Autorità ha ridefinito il perimetro dei clienti finali aventi diritto al servizio di tutela, estendendolo ai clienti non domestici con consumo annuo inferiore a 50.000 smc (standard metri cubi) e, indipendentemente dal loro consumo, alle attività di servizio pubblico.

A seguito della rapida diffusione nel mercato libero del fenomeno dei contratti e delle attiva-

zioni non richieste di fornitura di energia elettrica e/o gas naturale, a danno principalmente dei clienti considerati vulnerabili, l'Autorità con Delibera 153/2012/R/com ha definito specifiche misure di natura preventiva e ripristinatoria finalizzate a prevenire tale fenomeno. Inoltre, con Delibera 260/2012/E/com, l'Autorità ha istituito presso lo Sportello del Consumatore il Servizio Conciliazione Clienti Energia, con il compito di gestire la risoluzione stragiudiziale delle controversie attraverso la conciliazione tra cliente finale ed esercente quale procedura alternativa di risoluzione delle controversie tra imprese erogatrici del servizio di vendita e di distribuzione ed i clienti finali.

Integrità e trasparenza nel mercato all'ingrosso: il Regolamento europeo REMIT

Il nuovo Regolamento UE n. 1227/2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), è finalizzato ad istituire un quadro giuridico uniforme a livello europeo per la prevenzione degli abusi e delle manipolazioni del mercato nel settore energetico del gas e dell'elettricità.

Tra i principali dettami, il REMIT reca il divieto di porre in essere abusi di mercato nella forma di "speculazione sulla base di informazioni privilegiate (*insider trading*)" e di "manipolazione di mercato" per i prodotti energetici all'ingrosso; inoltre, impone agli operatori di rendere note le cosiddette "informazioni privilegiate". L'organo deputato al monitoraggio sulle operazioni di mercato è l'Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori Nazionali dell'Energia (ACER).

Il 28 dicembre 2011 sono entrate in vigore gran parte delle disposizioni contenute nel regolamento REMIT tra cui, in particolare, l'obbligo di pubblicità delle informazioni privilegiate che ricade su tutti i soggetti che eseguano operazioni in uno o più mercati energetici all'ingrosso.

Su questo aspetto l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato si è espressa negativamente ritenendo che, in un contesto come quello italiano caratterizzato da un oligopolio nel mercato della produzione di energia elettrica, un'eccessiva trasparenza delle informazioni potrebbe facilitare comportamenti collusivi ed opportunistici, volti a trarre vantaggio dalla tempestiva rivelazione delle informazioni da parte di imprese diverse da quelle che hanno pubblicato le informazioni privilegiate.

Nel frattempo, l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori energetici europei (ACER) ha avviato una consultazione relativamente al formato delle informazioni che dovranno essere trasmesse dagli operatori sulla base del REMIT, mentre il Gestore dei Mercati Energetici (GME) ha avviato una consultazione finalizzata alla definizione della piattaforma centralizzata, da esso organizzata e gestita, funzionale all'adempimento dei nuovi obblighi in capo agli operatori.

Filiera Ambiente

Recente evoluzione normativa nel settore ambientale

Regolazione dei servizi pubblici locali e scadenza delle concessioni

Le norme in materia di regolazione dei servizi pubblici locali di rilevanza economica sono state interessate dal Quesito 1 del referendum abrogativo del 12 e 13 giugno 2011.

Al fine di colmare il vuoto normativo generato dagli esiti del referendum, il legislatore è intervenuto in materia con alcune norme contenute nel D.L. n. 138/2011 (correttivo Manovra estiva, in vigore dal 13 agosto 2011), come convertito con Legge n. 148/2011 (in vigore dal 17 settembre 2011). A seguito del ricorso presentato da parte di alcune Regioni avverso le previsioni in oggetto, tali disposizioni sono state peraltro interessate dalla Sentenza del 17 luglio 2012 n. 199 della Consulta, che ne ha per parte dichiarato l'illegittimità costituzionale.

Per effetto di tale sentenza, mentre rimangono in vigore le norme in merito alla gestione dei servizi pubblici locali a rete sulla base di ambiti territoriali ottimali ed omogenei e all'incentivo per l'assegnazione della gestione dei servizi tramite procedure ad evidenza pubblica (di cui all'art. 3-bis della Legge 148/2011), viene meno la previsione relativa alla conclusione anticipata delle concessioni con affidamenti non conformi (di cui all'art. 4 della Legge 148/2011).

A tale riguardo, il legislatore è intervenuto nuovamente in materia con il 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 pubblicato in Gazzetta Ufficiale 18 dicembre 2012, n. 294.

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.

Per gli affidamenti che non prevedono una data di scadenza è invece prevista la cessazione, improrogabile e senza necessità di un'apposita deliberazione dell'ente, al 31 dicembre 2020.

Testo Unico dell'Ambiente

Il Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152, "Norme in materia ambientale" (come successivamente modificato ed integrato, da ultimo 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, modificato nel corso del 2008 dal cd. "Correttivo

Unificato”. Il provvedimento (Testo Unico) ha sancito l’espressa abrogazione del Decreto Legislativo 5 febbraio 1997 n. 22 “Decreto Ronchi” che, sino ad allora, ha rappresentato la Legge-quadro nazionale in materia.

Del precedente quadro normativo rimangono attualmente in vigore, in regime transitorio e fino all’emanazione delle regole di attuazione del Testo Unico, alcune norme tecniche regolamentari necessarie per lo svolgimento dei servizi di raccolta e conferimento.

In merito alle modifiche al testo della Legge-quadro apportate dal Decreto n. 205/10, di particolare interesse è la norma relativa alle nuove modalità di classificazione dei rifiuti, che richiede l’effettuazione di test di ecotossicità per determinare la pericolosità o non pericolosità del rifiuto.

Il Decreto Legge 216/2011 (cosiddetto “Milleproroghe”) ha nuovamente spostato al 31 dicembre 2012 il termine per il divieto di conferimento in discarica dei rifiuti con “Pci” (potere calorifico) superiore ai 13.000 kJ/kg.

La Legge del 24 marzo 2012 n. 28 (recante misure straordinarie e urgenti in materia ambientale) ha introdotto alcune disposizioni relative allo smaltimento dei rifiuti provenienti dagli Stabilimenti di Tritovagliatura ed Imballaggio Rifiuti (STIR) della Regione Campania e destinati fuori regione, rendendo possibile lo stesso smaltimento mediante intesa tra la Regione Campania e la singola regione interessata, senza che sia più necessario l’accordo interregionale in sede di Conferenza Stato-Regioni.

La medesima legge ha modificato l’articolo del Testo Unico relativo all’identificazione dei rifiuti pericolosi per quanto riguarda la caratteristica H14 (Ecotossicità), prevedendo che la stessa venga attribuita ai rifiuti secondo le modalità dell’accordo europeo per il trasporto internazionale delle merci pericolose su strada (ADR) per la classe 9 - M6 e M7. A tale proposito va ricordata, con riferimento alla valutazione dell’ecotossicità delle scorie prodotte dagli impianti di valorizzazione, la Legge n. 28/2012, recante misure straordinarie e urgenti in materia ambientale. L’art. 5 del provvedimento rinvia, infatti, all’adozione da parte del Ministero dell’Ambiente di uno specifico decreto che stabilisca la procedura tecnica per la valutazione della tossicità delle scorie, consentendo così di considerare non pericolose la maggior parte delle scorie attualmente prodotte dagli impianti di termovalorizzazione.

Infine il Decreto Ministeriale 10 agosto 2012, n. 161, “Regolamento recante la disciplina dell’utilizzazione delle terre e rocce da scavo”, stabilisce i criteri qualitativi da soddisfare a livello nazionale affinché i materiali di scavo siano considerati sottoprodotti e non rifiuti “ai sensi dell’articolo 184-bis del D.Lgs. n. 152 del 2006”.

Sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti

Con Decreto Ministeriale del 17 dicembre 2009, successivamente modificato ed integrato con i Decreti Ministeriali del 15 febbraio, del 9 luglio, del 28 settembre e del 22 dicembre 2010, è stato istituito il Sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti (SISTRI), gestito dal Comando Carabinieri per la Tutela dell'Ambiente, per permettere l'informatizzazione della filiera dei rifiuti speciali a livello nazionale (e dei rifiuti urbani per la Regione Campania).

Il Sistema semplifica le procedure e gli adempimenti in capo agli operatori del settore riducendo i costi sostenuti dalle imprese e gestisce in modo innovativo ed efficiente un processo complesso e variegato con garanzie di maggiore trasparenza, conoscenza e prevenzione dell'illegalità.

Con Legge n. 148/2011, in vigore dal 17 settembre 2011, il Parlamento ha ripristinato il SISTRI, abrogato dal Decreto Legge Anticrisi. Tuttavia il cosiddetto Decreto Legge Crescita ha nuovamente sospeso l'entrata in vigore di tale Sistema, fino al compimento di tutte le attività necessarie alla verifica del funzionamento dello stesso. Il nuovo termine per l'attuazione del SISTRI dovrà essere fissato con Decreto del Ministero dell'Ambiente. Nelle more di tale adempimento risulta altresì sospeso il pagamento dei contributi dovuti dagli utenti per l'anno 2012.

Piano Provinciale Gestione rifiuti della Provincia di Brescia

Con Decreto della Giunta Regionale n. 9/661 del 20 ottobre 2010 è stato approvato il Piano Provinciale di Gestione dei rifiuti della Provincia di Brescia, finalizzato alla riduzione della produzione pro-capite di rifiuti e al miglioramento della raccolta differenziata, che dovrebbe raggiungere entro il 2016 il 65% del totale dei rifiuti prodotti, in coerenza con le disposizioni europee di riferimento.

Regione Lombardia

La Regione Lombardia ha approvato il Regolamento Regionale n. 5 del 21 novembre 2011 in attuazione del conferimento di competenze in materia di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) alle Province ed ai Comuni. Tale regolamento stabilisce che dal 19 maggio 2012 le VIA in materia di impianti di smaltimento-trattamento-recupero di rifiuti siano di competenza della Provincia.

Con la Deliberazione della Giunta Regionale n. 3792/2012, la Regione Lombardia ha provveduto ad aggiornare l'elenco delle attività cosiddette "in deroga" ai sensi dell'art. 272 comma 2 del D.Lgs. n. 152/06 e successive modifiche e integrazioni e ad approvare l'autorizzazione

generale per il comparto zootecnico, mentre con il Decreto Dirigenziale (DDS) del 23 luglio 2011 n. 6576 ha disciplinato le attività relative agli “Impianti termici civili aventi potenza termica nominale non inferiore a 3 MW e inferiore a 10 MW” ed ai “Gruppi elettrogeni e motori di emergenza”.

Normativa Europea

È stata pubblicata la decisione della Commissione Europea del 18 novembre 2011 n. 2011/753/UE, che istituisce regole e modalità di calcolo per gli Stati membri, finalizzate a verificare il rispetto degli obiettivi di riutilizzo e riciclaggio dei rifiuti urbani e dei rifiuti da costruzione e demolizione per il 2020 (in G.U.U.E. del 25 novembre 2011, n. 310). La suddetta 2011/753/UE attua la decisione quadro 2008/98/CE che impone agli Stati membri di aumentare entro il 2020 la quota per il riutilizzo, il riciclaggio e il recupero di materiale dei rifiuti domestici e “simili” di carta, metalli, plastica e vetro, nonché dei rifiuti da costruzione/demolizione non pericolosi, rispettivamente al 50% e al 70% in termini di peso.

È stato infine emanato a livello europeo il Regolamento CE 1179/2012/UE, vigente dal 31 dicembre 2012, recante “Criteri per determinare quando i rottami vetrosi cessano di essere considerati rifiuti (*End of waste*)”. Esso si applica con decorrenza 11 giugno 2013. Sulla base di quanto disposto sarà considerato recuperabile con un successivo processo di rifusione solo il vetro proveniente dalla raccolta del vetro per imballaggio, del vetro piano o del vasellame privo di piombo. Con riferimento alle attività svolte dal Gruppo A2A, il regolamento si applicherà pertanto nell’ambito di piattaforme di stoccaggio o piazzole da raccolta differenziata.

Incentivi CIP 6

Riconoscimento ai titolari di convenzioni CIP 6 degli oneri derivanti dalla produzione da impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili

Con Delibera n.113/06 l’Autorità ha regolato, ai sensi del titolo II, punto 7-bis, del provvedimento CIP n. 6/92, il riconoscimento degli oneri derivanti dall’art. 11 del Decreto Legislativo n. 79/99, limitatamente all’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili non in grado di soddisfare la definizione di cogenerazione di cui alla Delibera n. 42/02 e ceduta al GSE in forza del titolo II del medesimo provvedimento nell’ambito di convenzioni di cessione.

Con Delibera 81/2012/R/eel, ai fini dell’applicazione della Delibera n.113/06, l’Autorità ha determinato il valore del corrispettivo Vm riconosciuto per ciascun Certificato Verde relativo all’an-

no 2012, pari a 52,14 €/MWh.

Con Delibera 466/2012/R/eel, ai sensi delle disposizioni di cui al titolo II, punto 7-bis, del provvedimento CIP 6/92 e in applicazione delle modalità di cui alla Delibera ARG/elt n. 77/08, l'Autorità ha invece riconosciuto agli operatori aventi diritto gli oneri derivanti per l'anno 2011 dall'applicazione della Direttiva 2003/87/CE (Direttiva *Emissions Trading*), limitatamente all'energia elettrica da questi ceduta al GSE nell'ambito di convenzioni di cessione destinata.

In particolare, l'Autorità ha quantificato in 635.237,26 euro il riconoscimento spettante al Termoutilizzatore di Brescia della società Aprica S.p.A..

Prezzi di ritiro della produzione da impianti CIP 6

Con Decreto del 20 novembre 2012, il Ministero dello sviluppo economico ha adottato nuove modalità per la determinazione della componente del prezzo di ritiro dell'energia elettrica prodotta da impianti in convenzione CIP 6 relativa al Costo Evitato di Combustibile (CEC), in applicazione a partire dal 1° gennaio 2010, ed ha determinato il valore di conguaglio del CEC per il 2011.

Le modalità recepiscono quanto già segnalato al Ministero dall'AEEG con Delibera PAS 9/10, nonché il parere n. 130/2011 del Consiglio di Stato, secondo cui “l'art. 30 comma 15 della Legge 23 luglio 2009, n. 99, debba trovare applicazione anche in riferimento alle iniziative prescelte di cui all'art. 3, comma 7, della Legge n. 481/95”.

In attuazione di tale pronunciamento, il Ministero ritiene applicabili anche alle iniziative prescelte i valori del consumo specifico ai fini del CEC adottati con il decreto per gli impianti entrati in esercizio negli anni a partire dal 1997.

Il GSE ha conseguentemente inviato agli operatori controparti di convenzioni di cessione in essere una nota con la quale, applicando i criteri di cui al predetto Decreto Ministeriale, ha chiesto l'emissione di documentazione contabile per conguagliare gli incentivi già percepiti, ma anche per rideterminare quelli da percepire in futuro. Le società interessate hanno provveduto all'impugnazione del Decreto Ministeriale e della correlata richiesta del GSE.

Con il parere 535/2012/l/eel, pubblicato nel mese di dicembre 2012, in considerazione di quanto emerso a seguito dell'istruttoria sulla struttura di costo del mercato della vendita al dettaglio di gas naturale, l'Autorità ha prospettato un'ulteriore revisione delle modalità di determinazione del CEC. In sintesi, l'Autorità ha proposto al Ministero, in ordine alle future determinazioni che gli competono in materia, di “espungere” dal CEC (sia a conguaglio che in acconto per i singoli trimestri) la componente relativa al margine di commercializzazione all'ingrosso (CEC com) prevista dalla Delibera PAS 9/10, che l'Autorità stessa considera già inclusa nella compo-

nente convenzionale relativa al valore della componente materia prima gas (CEC gas), le cui modalità di calcolo dovrebbero essere riviste (secondo il parere dell'Autorità), in modo tale da ancorare la CEC gas all'andamento del prezzo del gas rilevato nell'ambito del mercato del bilanciamento.

Nel caso di implementazione di tale proposta, resterebbe da determinare la data a decorrere dalla quale il Ministero sceglierà di dare attuazione alle nuove modalità di determinazione del CEC, che potrebbe essere antecedente l'inizio del 2013. In particolare, in considerazione di quanto scritto nella parte motiva del provvedimento, l'Autorità auspica che il provvedimento del Ministero determini l'applicabilità delle modalità proposte a partire dalla data di attivazione del mercato del bilanciamento gas a regime.

Valorizzazione dei consumi dei servizi ausiliari

Con Delibera 47/2013/R/efr, l'AEEG ha chiuso la consultazione di cui al documento 467/2012/R/eel e fatto seguito alla pubblicazione del Resoconto dell'istruttoria conoscitiva avviata con Delibera 240/12/E/efr, ai fini della determinazione dei criteri per la quantificazione:

- dei consumi per servizi ausiliari di centrale nella produzione di energia elettrica;
- delle perdite nei trasformatori centrali e di linea fino al punto di consegna dell'energia elettrica alla rete.

I criteri definiti trovano applicazione ai soli fini dell'implementazione delle disposizioni contenute nei decreti ministeriali del 5 e 6 luglio 2012 per i nuovi impianti alimentati a fonti rinnovabili. Come richiesto dagli operatori, l'Autorità non ha pertanto confermato in delibera quanto previsto dal citato documento di consultazione, in merito all'estensione delle previsioni adottate ai casi di verifiche su impianti esistenti.

Con riferimento agli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 1 MW ammessi a beneficiare degli incentivi di cui ai decreti del 5 e 6 luglio 2012 vengono inclusi tra i consumi per servizi ausiliari i consumi di energia elettrica:

- di qualunque apparecchiatura, sottosistema o sistema compreso nel volume di controllo, strettamente funzionale al mantenimento di un impianto di produzione di energia elettrica in esercizio o in condizioni di riprendere la produzione, a prescindere dalla titolarità e dall'ubicazione delle apparecchiature stesse;
- necessari per il rispetto degli obblighi derivanti dalle normative ambientali nonché dai decreti di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio quali, a titolo meramente esemplificativo e non esaustivo: il rispetto dei limiti di emissione in atmosfera, nell'acqua e nel suolo; i vincoli all'utilizzo di risorse naturali; il monitoraggio della qualità dell'aria; la tutela ambientale più in generale.

Nell'ambito di tali definizioni, sono inoltre stabiliti i criteri per la redazione delle procedure del GSE ai fini della quantificazione del fattore percentuale convenzionale correlato ai consumi dei servizi ausiliari, alle perdite di trasformazione e alle perdite di linea fino al punto di connessione.

In particolare, è previsto che il produttore possa chiedere al GSE di definire il fattore percentuale tenendo conto delle misure effettive dei consumi per servizi ausiliari.

Filiera Calore e Servizi

Recente evoluzione normativa nel settore della cogenerazione

Incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento

Con Decreto del 5 settembre 2011 sono state dettate misure in materia di incentivazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), ai sensi delle previsioni di cui alla Legge n. 99/09 (cosiddetta Legge Sviluppo).

L'incentivo definito prevede il riconoscimento a tali impianti di Certificati Bianchi:

- per un periodo di 10 anni per gli impianti di sola produzione in regime cogenerativo;
- per un periodo di 15 anni per gli impianti allacciati a reti di teleriscaldamento.

I certificati così assegnati:

- sono spendibili per l'assolvimento delle quote d'obbligo gravanti sugli operatori soggetti ai vincoli di efficienza energetica;
- possono essere ceduti (bilateralmente) ad operatori obbligati;
- possono essere ritirati dal GSE su richiesta del titolare dell'impianto, ad un prezzo amministrato (in questo caso non saranno poi cedibili ai soggetti obbligati, ma saranno contabilizzati ai fini degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico).

Il numero dei Certificati Bianchi riconosciuto in funzione del risparmio di energia primaria conseguito dall'iniziativa è inoltre incrementato in base ad un coefficiente (K), differenziato per cinque scaglioni di potenza, per tener conto dei diversi rendimenti medi degli impianti e delle potenzialità di sviluppo della piccola e media cogenerazione.

La misura è cumulabile solo con fondi di garanzia, detassazione e altri contributi in conto capitale.

Norme specifiche sono previste per definire gli incentivi anche per i rifacimenti di impianti esistenti e per gli impianti entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e prima del D.Lgs. n. 20/07, cui spetta un corrispettivo pari al 30% degli incentivi previsti per i nuovi impianti per un periodo di cinque anni, ai sensi delle previsioni del D.Lgs. n. 28/2011, di attuazione nel nostro ordinamento della Direttiva del Terzo Pacchetto Energia sulla produzione da rinnovabili.

Con nota del 6 settembre 2011 e decorrenza dal 1° gennaio 2012, la Direzione Centrale Accertamenti e Controlli dell'Agenzia delle Dogane, osservando come nel corso degli anni il rendimento medio del Parco Elettrico Nazionale sia progressivamente cresciuto, ha introdotto un nuovo algoritmo per il calcolo dell'accisa sul combustibile utilizzato dagli impianti di cogenerazione, in base al quale l'ammontare dell'accisa sul gas metano aumenta in ragione dell'incremento dell'energia termica recuperata. La Legge n. 44 del 26 aprile 2012, di conver-

sione del Decreto Legge n. 16/12, ha stabilito che alla produzione combinata di energia elettrica e calore dal 1° gennaio al 31 dicembre 2012, per l'individuazione dei quantitativi di combustibile soggetti alle aliquote sulla produzione di energia elettrica, continuano ad applicarsi i coefficienti individuati dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con Delibera n. 16/98 dell'11 marzo 1998, ridotti nella misura del 12%.

Pertanto, per il 2012 è stabilita una riduzione del coefficiente forfettario da 0,25 mc/kWh a 0,22 mc/kWh.

Filiera reti

Recente evoluzione normativa nel settore della distribuzione

Distribuzione di gas naturale

Affidamento e svolgimento del servizio di distribuzione

Con riferimento al servizio di distribuzione di gas naturale, la Legge n. 99/2009, cosiddetta “Legge Sviluppo” definisce i nuovi “Ambiti Territoriali Minimi” per i quali saranno indette le gare per l’affidamento del servizio dal Ministero dello Sviluppo Economico. Il Decreto 19 gennaio 2011 dello stesso Ministero ha poi provveduto ad individuare i 177 Ambiti Territoriali Minimi. L’identificazione dei singoli Comuni facenti parte di ogni Ambito Territoriale Minimo è invece avvenuta successivamente, con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico pubblicato in G.U. del 28 ottobre 2011.

Il Decreto Ministeriale 21 aprile 2011, recante disposizioni per governare gli effetti sociali connessi alle nuove modalità di affidamento delle concessioni di distribuzione del gas (cosiddetta. “Clausola Sociale”), contiene norme volte a tutelare l’occupazione del personale della società di distribuzione uscente a seguito dell’aggiudicazione del servizio a un’altra società, oltre che una serie di obblighi nei confronti di quest’ultima.

Il legislatore, con il D.Lgs. n. 93 del 1° giugno 2011 (cosiddetto Terzo Pacchetto Energia), ha poi specificato che dal 29 giugno 2011 in poi le gare avrebbero dovuto essere indette unicamente per Ambiti Territoriali (di cui all’art. n. 46-bis della Legge n. 222 del 2007) e in base ai criteri ivi applicabili. Inoltre, ha provveduto a garantire al gestore entrante la possibilità di vedersi riconoscere in tariffa l’ammortamento, calcolato su 12 anni, della differenza tra il valore di riscatto degli impianti riconosciuto all’uscente ed il loro valore valido ai fini tariffari.

Con il Decreto 12 novembre 2011 n. 266 i Ministeri competenti hanno emanato il regolamento contenente i criteri con cui dovranno essere condotte le gare per l’affidamento del servizio di distribuzione.

L’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, nell’ambito dei principali compiti ad essa affidati da tale decreto, nel corso del 2012 ha emanato la Delibera n. 407/2012/R/gas, con cui definisce i criteri per il calcolo del corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri di gara per l’affidamento del servizio, e la Delibera n. 532/2012/R/gas in cui sono contenute disposizioni in materia di formati per la trasmissione dei dati relativi agli stati di consistenza delle reti di distribuzione del gas naturale.

Con l'art. 37 del D.L. Crescita, il legislatore ha infine dettagliato le condizioni per la partecipazione degli operatori alle procedure di affidamento del servizio, in modo tale da favorire la più ampia partecipazione alle gare.

Servizio di default

Con la Delibera ARG/gas n. 99/11, l'AEEG, ha introdotto il cosiddetto “servizio di *default*” ponendo in capo al distributore la responsabilità gestionale ed economica di criticità del sistema quali, ad esempio:

- la gestione dei clienti che, pur senza propria responsabilità, siano rimasti privi di un venditore e che non abbiano diritto ad accedere all'istituto del Fornitore di Ultima Istanza (FUI) o, pur avendone diritto, non ne possano beneficiare;
- la gestione dei clienti morosi disalimentabili relativamente ai quali, per motivi tecnici, non sia stata possibile l'interruzione del flusso di gas pur a fronte della richiesta di chiusura per morosità;
- la gestione dei clienti morosi non disalimentabili (identificati nelle attività di riconosciuta assistenza quali: ospedali, scuole, case di cura, carceri).

Con sentenza depositata in data 28 dicembre 2012, il TAR Lombardia ha accolto le motivazioni del ricorso presentato avverso la Delibera ARG/gas 99/11 e successive modifiche e integrazioni. Avverso tale sentenza, l'Autorità ha poi presentato richiesta di appello innanzi al Consiglio di Stato che si pronuncerà entro fine aprile.

Tariffe di distribuzione e misura – III periodo regolatorio (2009-2012)

Con l'allegato A alla Delibera ARG/gas 159/08 (Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di Distribuzione e misura del Gas per il periodo di regolazione 2009-2012 “TUDG”: approvazione della Parte II “Regolazione Tariffaria dei servizi di Distribuzione e misura del Gas per il periodo di regolazione 2009-2012 RTDG”), l'Autorità ha definito per il terzo periodo regolatorio un sistema tariffario caratterizzato dal meccanismo del *tariff decoupling*, che prevede una tariffa obbligatoria differenziata per sei ambiti tariffari da applicarsi nell'anno solare agli utenti finali del servizio e una tariffa di riferimento a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione, misura e commercializzazione.

Quest'ultima è calcolata in modo tale da garantire: la remunerazione del capitale investito netto (Wacc, fissato al 7,6% per l'attività di distribuzione e all'8% per l'attività di misura); la copertura degli ammortamenti determinati in base alle vite utili valide ai fini regolatori; 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 capitale investito, a sua volta, è calcolato utilizzando la metodologia del costo storico rivalutato e, solo in parte, un metodo parametrico.

Poiché il livello del capitale investito netto su base nazionale, determinato in base ai dati definitivi acquisiti per il primo anno del periodo regolatorio in corso, ha evidenziato una variazione superiore al 5% del valore riconosciuto alle medesime imprese con riferimento all'anno termico 2007-2008, è stato attivato il meccanismo della gradualità. Pertanto, i vincoli delle società sono stati ridotti delle percentuali previste dall'art. 17 della RTDG (Regolazione delle Tariffe dei servizi di Distribuzione e misura del Gas).

All'esito dei ricorsi in atto avverso alla sopra citata delibera, ricorsi che avevano determinato la mancata approvazione delle tariffe di riferimento degli operatori, l'AEEG con la Delibera 315/2012/R/gas ha rideterminato le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e le opzioni tariffarie per i gas diversi dal gas naturale per gli anni 2009 e 2010, mentre con la Delibera 450/2012/R/gas sono state approvate le tariffe relative al 2011 e al 2012. Tali provvedimenti hanno semplicemente determinato una rimodulazione delle tariffe tra i diversi anni in ragione dell'applicazione di un *X-factor* non più lineare ma decrescente negli anni.

Tariffe di distribuzione e misura – anno 2013

A causa dell'iter giurisdizionale che ha coinvolto la Delibera ARG/gas 159/08 (RTDG) e in considerazione della delicata fase di riordino della disciplina (si veda il precedente paragrafo "Affidamento e svolgimento del servizio di distribuzione") l'Autorità, con la Delibera 436/2012/R/gas ha provveduto ad estendere l'attuale regolazione tariffaria a tutto il 2013, facendo decorrere il IV periodo regolatorio dal 1° gennaio 2014 al fine di garantire un'adeguata consultazione.

In particolare, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare i principali parametri della regolazione, fissando un tasso di remunerazione del capitale pari al 7,7% per l'attività di distribuzione (7,6% per il 2012) e all'8% per quella di misura (invariato rispetto al 2012). Per quanto riguarda le componenti a copertura dei costi operativi, il tasso di recupero di produttività previsto per gli operatori di grandi dimensioni è stato fissato al 2,4% per il servizio di distribuzione e al 2,8% per i servizi di misura e commercializzazione.

La delibera in proroga è stata successivamente impugnata di fronte al TAR da alcuni operatori con riferimento alle modalità di aggiornamento di alcuni parametri rilevanti per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito.

Revisione e adeguamento della regolazione tariffaria del servizio di misura gas e delle direttive di messa in servizio dei gruppi di misura ex Delibera ARG/gas 155/08

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con la Delibera 28/2012/R/gas e successive modifiche e integrazioni ha provveduto a modificare gli obblighi di messa in servizio dei gruppi di misura previsti originariamente dalla Delibera ARG/gas 155/08. La delibera è stata impugnata di fronte al TAR da alcuni operatori.

Gli obblighi così modificati differiscono di due anni il termine entro cui effettuare la sostituzione del 60% del parco misuratori di classe minore o uguale a G6. Con riferimento a questi ultimi è stato inoltre introdotto l'obbligo di sostituzione della totalità dei misuratori il cui bollo metrico risulti scaduto al 31 dicembre 2018. Per quanto riguarda i misuratori di classe inferiore a G40 e superiore a G6, la Delibera 575/2012/R/gas ha reintrodotto degli obiettivi intermedi per il 2013 e 2014, senza comunque prevedere penali per il 2013 in caso di mancato rispetto di tali obblighi.

Inoltre, l'Autorità ha riconosciuto alle imprese di distribuzione la facoltà di installare, per l'anno 2012, soluzioni impiantistiche che non rispondano ai requisiti minimi. Tale facoltà è stata estesa a tutto il 2013 dalla Delibera 575/2012/R/gas. Nel caso in cui gli operatori si avvalessero di tale facoltà, la valorizzazione ai fini tariffari dei beni è effettuata con il metodo del costo storico rivalutato, senza prevedere l'utilizzo di costi standard e delle regole introdotte dalla Delibera 28/2012/R/gas.

Incentivi e penali sicurezza servizio di distribuzione gas

Con Delibera 368/2012/R/gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2010, l'Autorità ha riconosciuto ad A2A Reti Gas S.p.A. incentivi complessivamente pari a 127.313,36 euro.

Distribuzione di gas diversi

Con Delibera ARG/gas 195/11, l'Autorità ha approvato le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale per l'anno 2012. Tuttavia, a seguito della sentenza del Consiglio di Stato del 28 febbraio 2012 n. 2521/23 e della conclusione del procedimento avviato con Delibera 247/2012/R/gas e finalizzato all'adozione di modifiche alla regolazione vigente in tema di determinazioni tariffarie per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale e di altri gas, l'Autorità ha emanato la Delibera 315/2012/R/gas con cui ha ridefinito le opzioni tariffarie per gli anni 2009 e 2010, mentre quelle relative agli anni 2011 e 2012 sono state rideterminate dalla Delibera 450/2012/R/gas.

Distribuzione di energia elettrica

Affidamento del servizio di distribuzione

Per quanto attiene alla distribuzione di energia elettrica, l'art. 1, comma 2, lettera c) della Legge n. 239/04 ribadisce che l'attività di distribuzione di energia elettrica viene attribuita in concessione secondo le disposizioni di legge, mentre il Decreto Legislativo Bersani (n. 79/99) individua all'art. 9 il Ministero per lo Sviluppo Economico quale soggetto affidante la concessione locale, comprendente uno o più comuni. Tali concessioni hanno una durata trentennale.

Regime tariffario servizio di distribuzione e misura

Con Delibera ARG/elt 199/11 l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha adottato il Testo Integrato (TIT) delle disposizioni per la regolazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica 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).

Limitatamente alla regolazione tariffaria del servizio di misura, rispetto al precedente periodo regolatorio si rilevano variazioni relativamente alla remunerazione del capitale investito (fissata al 7,6% annuo), al valore dell'*X-factor* (fissato al 7,1% annuo) ed al meccanismo di perequazione dei ricavi per il servizio di misura in bassa tensione. Con riferimento invece al servizio di distribuzione, sono stati mantenuti molti degli istituti di regolazione tariffaria già in vigore nel precedente periodo regolatorio e in particolare:

- l'adozione del *tariff decoupling*, che prevede una tariffa obbligatoria da applicare agli utenti finali e una tariffa di riferimento per la definizione del vincolo ai ricavi;
- 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 (per il periodo 2012–2013 tale tasso è fissato al 7,6% per gli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2011 e all'8,6% per gli investimenti successivi a tale data);
- il calcolo degli ammortamenti tramite l'utilizzo di vite utili valide ai fini regolatori.

Le principali differenze rispetto al quadro regolatorio precedente risiedono nei criteri utilizzati per definire le grandezze economiche a cui applicare i metodi sopra citati. Di particolare rilievo, a tale proposito, è il calcolo del capitale investito che avviene, in parte, in via parametrica utilizzando il Wacc (costo medio ponderato del capitale) relativo al terzo periodo regolato-

rio, i ricavi tariffari e i saldi di perequazione, ivi compresa quella specifica aziendale, registrati nell'anno 2010 dal singolo operatore. Similmente, anche la definizione di parte degli ammortamenti da riconoscere in tariffa avviene in base ad un meccanismo parametrico, utilizzando percentuali di degrado prestabilite basate sulla vita residua media, calcolata per anno di formazione, del capitale investito aggregato nazionale.

Altre novità di rilievo consistono: nell'adozione di una tariffa di riferimento specifica per operatore calcolata in base al numero di utenti (PoD) e, quindi, meno sensibile a variazioni derivanti dalla diminuzione dell'energia distribuita; nel riconoscimento, a partire dagli investimenti effettuati nel 2012, dell'effetto che il *time-lag* ha sul tasso di rendimento effettivamente riconosciuto; nella semplificazione dei meccanismi di perequazione, sia generali che specifici.

A quest'ultimo proposito, si ricorda che l'Autorità ha ritenuto opportuno incorporare gli effetti della Perequazione Specifica Aziendale (PSA) direttamente nel valore riconosciuto, al singolo operatore, del proprio capitale investito, oltre che degli ammortamenti e dei costi operativi, eliminando così tale istituto regolatorio a partire dall'anno 2012.

Con Delibera 157/2012/R/eel l'Autorità ha poi provveduto ad approvare, in via provvisoria, le tariffe di riferimento per ogni singolo operatore ed ha previsto la possibilità di richiedere l'applicazione di un meccanismo correttivo per la determinazione degli ammortamenti riconosciuti nella tariffa di riferimento, finalizzato a garantire la sostanziale invarianza dei ricavi ottenibili con il nuovo metodo di riconoscimento di parte del capitale investito. A2A Reti Elettriche S.p.A. ha provveduto a presentare tale richiesta nel mese di settembre.

Infine, l'Autorità ha determinato i livelli di partenza ed i livelli tendenziali di continuità del servizio elettrico, per gli anni 2012-2015, per le imprese di distribuzione che hanno comunicato all'Autorità i dati di continuità del servizio elettrico per il periodo 2010-2011 e per le quali si applica la regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso prevista dalla normativa.

I tre ambiti territoriali relativi alla Provincia di Brescia serviti da A2A Reti Elettriche S.p.A. subiranno, per il periodo 2012-2015, una diminuzione dell'incentivo relativo alla durata delle interruzioni, a causa del sistematico raggiungimento o superamento, per ogni anno del periodo 2008-2011, del livello obiettivo definito dall'Autorità con riferimento a tale indicatore.

Con la Delibera 559/2012/R/eel l'Autorità ha avviato una revisione del meccanismo di calcolo della differenza tra perdite effettive e standard. Nel corso del 2013 sarà attivato un progetto specifico di studio delle perdite di rete in bassa tensione, propedeutico all'istituzione di un nuovo meccanismo di calcolo della perequazione perdite su reti di distribuzione da applicarsi già nell'anno 2013. Per il 2012 l'Autorità ha modificato i criteri di erogazione degli importi di competenza del singolo distributore, prevedendo solo nella misura del 50% di quanto spet-

tante il riconoscimento ai distributori con perdite inferiori al livello standard e per gli altri una riduzione dell'importo da versare alla Cassa Conguaglio del Settore Elettrico.

Perequazione misura e integrazione dei ricavi di misura a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della Delibera n. 292/06

L'Autorità per l'Energia Elettrica, con Delibera ARG/elt 199/11, ha adottato il Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di Misura dell'Energia elettrica (TIME) che include il meccanismo di perequazione dei ricavi di misura per i punti di prelievo in bassa tensione, valido a partire dalle competenze relative all'anno 2012, le cui differenze rispetto al precedente sono limitate ad aspetti tecnici, stanti le logiche sottese fondamentalmente invariate.

Con il medesimo provvedimento l'Autorità ha altresì introdotto il meccanismo di integrazione dei ricavi di misura, a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della Delibera n. 292/06. Il nuovo meccanismo rende esplicito il riconoscimento, rendendolo indipendente dalla definizione delle tariffe; tale meccanismo sarà valido per il periodo 2012–2027, ma gli operatori hanno facoltà di richiedere il riconoscimento in unica soluzione dell'integrazione spettante.

Auto elettrica

Con Delibera ARG/elt 96/11, l'Autorità ha incluso il progetto pilota di A2A S.p.A., denominato *e-moving*, per l'installazione di colonnine per la ricarica pubblica dei veicoli elettrici nel novero dei 5 progetti pilota su scala nazionale. I progetti ammessi sono monitorati dall'Autorità al fine di pervenire, nei prossimi anni, ad una regolazione specifica di questo segmento di mercato.

Con determina n. 9/12 del 31 ottobre 2012 l'Autorità ha riconosciuto la prima agevolazione ai progetti pilota di cui all'articolo 14 della Delibera ARG/elt 242/10 a garanzia della copertura dei costi sostenuti per la realizzazione e l'esercizio delle infrastrutture di ricarica. Ad A2A S.p.A. è stato riconosciuto un importo pari 61.880 euro.

Qualità e continuità settore elettrico

Con Delibera ARG/elt 198/11 l'Autorità ha pubblicato il nuovo Testo Integrato (TIQE), in vigore dal 1° gennaio 2012, che regola la continuità del servizio e definisce i livelli specifici e generali di qualità commerciale per il periodo 2012-2015.

È stato confermato il principio, proposto dall'Autorità in fase di consultazione, di incentivazione speciale per gli ambiti territoriali con livello di partenza della durata delle interruzioni superiore a una volta e mezza il livello obiettivo, così come il principio di decelerazione dell'incenti-

vazione per gli ambiti territoriali che per ogni anno del periodo 2008-2011 hanno registrato un indicatore D, uguale o migliore del livello obiettivo. I livelli obiettivo definiti dall'Autorità dovranno essere raggiunti da ciascun ambito territoriale rispettivamente entro la scadenza del 2015 per l'indicatore della durata e del 2019 per l'indicatore del numero.

Infine, con Delibera 500/2012/R/eel l'Autorità ha determinato i premi e le penalità per recuperi di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, riferiti a tutti gli ambiti territoriali (bassa, media e alta concentrazione) per i quali sono stati definiti i livelli tendenziali di continuità per l'anno 2011 ai sensi del Testo Integrato per la Qualità (Delibera n. 333/07).

A tale proposito A2A Reti Elettriche S.p.A. ha registrato una penalità di 1.812.483,54 euro.

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

Risparmio ed efficienza energetica

Disposizioni normative di riferimento

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 21 dicembre 2007 ha rivisto e aggiornato i decreti del Ministero delle Attività Produttive e del Ministero dell'Ambiente del 20 luglio 2004, obbligando al rispetto degli obiettivi di risparmio energetico, quantificati in funzione dell'energia distribuita, i distributori di energia elettrica e gas naturale che al 31 dicembre 2001 servivano almeno 50.000 clienti finali e fissando i nuovi obiettivi di riferimento per il triennio 2010 – 2012.

In attuazione delle misure previste con D.Lgs. n. 28/2011 (di recepimento della Direttiva Europea 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia elettrica da fonti rinnovabili), con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 dicembre 2012, sono stati inoltre fissati i nuovi obiettivi quantitativi nazionali per il periodo 2013–2016.

Il decreto adotta determinazioni anche in ordine al potenziamento del meccanismo dei Certificati Bianchi, disponendo il passaggio al GSE dell'attività di gestione del meccanismo di certificazione ora in capo all'Autorità per l'Energia, approvando le nuove schede tecniche predisposte da ENEA, stabilendo i criteri per la determinazione del contributo tariffario per i costi sostenuti dai soggetti obbligati ed individuando nuove modalità per l'ottenimento dei certificati, al fine della riduzione dei relativi tempi necessari.

Su questi temi si prevede un ulteriore Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico finalizzato alla revisione delle Linee Guida adottate dall'AEEG con delibera EEN 9/11 (per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'articolo 5.1 del Decreto Ministeriale 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni), le quali resteranno applicabili sino all'entrata in vigore di

tale decreto, nelle parti non incompatibili con la norma. Il Decreto Ministeriale 5 settembre 2011 ha poi previsto il rilascio di Certificati Bianchi da parte del GSE ai soggetti proprietari o detentori di impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), introducendo il divieto di cumulabilità tra i TEE rilasciati dal GSE in attuazione del medesimo decreto ed i TEE riconosciuti ai produttori in regime cogenerativo ai sensi dei Decreti 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni (e dunque secondo le disposizioni della Delibera n. 42/02).

Con Delibera n. 203/2012/R/efr, l'Autorità ha recepito quanto disposto dal sopra citato Decreto Ministeriale 5 settembre 2011, prevedendo una nuova tipologia di TEE (titoli di tipo II-CAR), attestanti i risparmi di energia riconosciuti dal GSE ai sensi del decreto (ai risparmi conseguiti dalla produzione in regime cogenerativo vengono invece riconosciuti Titoli di tipo I, II e III ai sensi della Scheda Tecnica n. 22 o secondo le metodologie di valorizzazione proposte dai titolari degli impianti e applicate a consuntivo rispetto ai progetti rilevanti).

I TEE II-CAR non ritirati dal GSE possono essere utilizzati dai soggetti obbligati per assolvere il proprio obbligo annuale di risparmio energetico e sono soggetti al contributo tariffario previsto dalla regolazione vigente.

Contributo tariffario

Il valore del contributo tariffario unitario riconosciuto per ogni anno d'obbligo (t+1) successivo al 2008 è definito dall'Autorità entro il 30 novembre dell'anno precedente (t).

Il valore del contributo tariffario riconosciuto per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2011, determinato con Delibera EEN n. 16/10 (così come rettificata dalla Delibera EEN n. 17/10), è pari a 93,68 euro/tonnellata equivalente di petrolio risparmiata.

Con Delibera EEN n.12/11, nelle more della completa definizione dei previsti provvedimenti normativi di riforma del meccanismo di efficienza energetica, l'Autorità ha aggiornato il contributo tariffario unitario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2012, fissandolo a 86,98 euro/tep.

Obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2012

Con Delibera EEN n. 13/11, l'Autorità ha determinato gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria per l'anno 2012 in capo ai distributori di gas ed energia elettrica. Gli obiettivi di riferimento per i distributori obbligati del Gruppo A2A sono indicati nella tabella che segue.

Distributore	Obiettivi anno 2012 (tep)
A2A Reti Elettriche S.p.A.	140.961
A2A Reti Gas S.p.A.	164.738

In ottemperanza a quanto previsto dalla Delibera n. 98/06, ai fini della verifica dell'obiettivo specifico per l'anno 2011, A2A Reti Elettriche S.p.A. e A2A Reti Gas S.p.A. hanno provveduto all'annullamento di parte dei rispettivi obiettivi specifici.

Ai sensi del Decreto Ministeriale 21 dicembre 2007 e successive modificazioni e integrazioni, la quota mancante per il soddisfacimento dell'obbligo relativo all'anno 2011 dovrà essere compensata entro il 2013.

I distributori hanno, inoltre, provveduto all'annullamento di titoli corrispondenti alla parte dell'obbligo di risparmio energetico per l'anno 2010, non compensata in occasione dell'annullamento dell'obiettivo per tale anno.

Varie

In seguito alla pubblicazione della Delibera n. 9/11, con la quale l'AEEG ha adottato le nuove "Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di cui all'articolo 5, comma 1, dei Decreti Ministeriali 20 luglio 2004 e s.m.i. e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica", rivedendo le proprie precedenti determinazioni in materia (Delibera n. 103/03). Con Determina n. 3/2012 l'Autorità ha riconosciuto ai distributori obbligati, tra cui A2A Reti Elettriche S.p.A. e A2A Reti Gas S.p.A., per i progetti standardizzati presentati durante il transitorio, TEE incrementali rispetto alle precedenti assegnazioni, generati per via delle differenti metodologie di valorizzazione degli interventi applicate con la nuova delibera.

Disposizioni in materia di separazione contabile e funzionale (Unbundling)

Con la Delibera n. 11/07, parzialmente modificata dalle Delibere nn. 253/07 e ARG/com 57/10, l'Autorità ha emanato il Testo Integrato in materia di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'elettricità e del gas (TIU), modificando la previgente disciplina in materia (definita con Delibere nn. 310/01 e 311/01).

Tale provvedimento dispone l'invio annuale all'Autorità dei conti annuali separati, volti a garantire, tra l'altro, l'assenza di sovvenzioni incrociate tra le attività regolate e non regolate, oltre ad un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale delle imprese, anche al fine di ottenere dati su cui calcolare le tariffe dei servizi regolati. Dispone inoltre, all'interno di gruppi verticalmente integrati, obblighi di separazione funzionale delle attività di distribuzione di energia elettrica e gas, e di trasmissione di energia elettrica e trasporto di gas, dalle attività esercitate in regime di libero mercato. La separazione ha l'obiettivo di garantire la neutralità della gestione di tali infrastrutture e di impedire discriminazioni nell'accesso ad informazioni commercialmente sensibili e trasferimenti incrociati

di risorse tra i segmenti delle filiere (finalità, quest'ultima, più direttamente perseguita attraverso le disposizioni in materia di separazione contabile).

In materia di separazione contabile e funzionale, l'Autorità è intervenuta con Delibera n. 36/2012/R/com introducendo un sistema di penalizzazioni nei confronti degli operatori inadempienti, entro i termini previsti, agli obblighi d'invio dei conti annuali separati o delle comunicazioni previste inerenti la separazione funzionale.

In attuazione delle disposizioni adottate in tema di separazione funzionale con Determina del Direttore della Direzione Tariffe (ora Infrastrutture) n. 6/10, le società A2A Reti Elettriche S.p.A., A2A Reti Gas S.p.A., Mincio Trasmissione S.r.l., Retragas S.p.A., SEASM S.r.l. e Azienda Servizi Valtrompia S.p.A. hanno provveduto agli adempimenti previsti dal TIU per l'anno 2012.

Modifiche alla normativa in materia di Robin Tax

La Legge n.148/11 di conversione con modificazioni del Decreto Legge del 13 agosto 2011, n.138 recante ulteriori misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e per lo sviluppo (di seguito, la "Manovra di Ferragosto"), modifica le disposizioni vigenti in materia di Robin Tax prevedendo, per i tre periodi d'imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2010 (2011-2012-2013), oltre ad un aumento dell'addizionale IRPEF (che raggiunge il valore del 10,5%) l'estensione del perimetro dei soggetti obbligati agli operatori attivi nella distribuzione, trasporto e trasmissione di energia elettrica e gas naturale, nonché la riduzione delle soglie di esenzioni. Sono soggetti a Robin Tax gli operatori che abbiano conseguito nel periodo di imposta precedente un volume di ricavi superiore a 10 milioni di euro e un reddito imponibile superiore a 1 milione di euro. Con riferimento al Gruppo A2A, per effetto di tali modifiche sono soggetti all'imposta (oltre agli operatori già in precedenza contribuenti) i due distributori A2A Reti Elettriche S.p.A. e A2A Reti Gas S.p.A..

Si segnala che la Commissione Tributaria di Pavia, a seguito di una richiesta di rimborso della Robin Tax avanzata da un operatore, ha ritenuto la questione di legittimità costituzionale "rilevante e non manifestamente infondata" ed ha pertanto sospeso il giudizio trasmettendo gli atti alla Consulta, che ha fissato l'udienza sulla questione di legittimità costituzionale per il mese di gennaio 2013, rinviandola poi a marzo.

L'Autorità, con Delibera 394/2012/E/rht, ha proceduto al riordino delle disposizioni in materia di vigilanza sulla puntuale osservanza del divieto di traslazione della maggiorazione d'imposta. Rispetto alla normativa precedente in materia, le principali novità riguardano: l'introduzione della possibilità di irrogare sanzioni ed avviare ispezioni in caso di inottemperanza degli obblighi di comunicazione dei dati; la modifica del presupposto per le richieste di motivazioni; l'eventuale procedimento individuale successivo, che passa da variazione positiva *tout court* a variazione positiva derivante dalla dinamica dei prezzi.

Servizio idrico integrato

Durata degli affidamenti in essere

In esito alla consultazione referendaria del 12 e 13 giugno 2011, sulla Gazzetta Ufficiale n.167 del 20 luglio 2011 sono stati pubblicati i Decreti del Presidente della Repubblica con i quali è stata dichiarata l'abrogazione delle disposizioni legislative oggetto dei referendum citati, 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, gli affidamenti dei servizi effettuati a società pubbliche *in house providing* che soddisfino i requisiti fissati dalla giurisprudenza comunitaria (controllo sul gestore analogo a quello svolto sui propri organi, svolgimento dell'attività in via prevalente per l'amministrazione o le amministrazioni socie, capitale societario totalmente pubblico) resteranno attivi fino alla scadenza naturale.

Poteri di regolazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

L'articolo 21 del Decreto Legge n. 201/11 (cosiddetto Decreto Salva Italia) dispone la soppressione dell'Agenzia nazionale per la regolazione e la vigilanza in materia di acqua (da poco istituita) prevedendo che le relative funzioni e le inerenti risorse finanziarie e strumentali vengano trasferite all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e al Ministero dell'Ambiente.

Le funzioni da trasferire all'Autorità sono state individuate dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 20 luglio 2012. In particolare viene chiesto all'Autorità di:

- definire i livelli minimi e gli obiettivi di qualità del servizio idrico integrato;
- predisporre una o più convenzioni tipo per la regolazione dei rapporti tra autorità competenti all'affidamento del servizio e soggetti gestori;
- definire le componenti di costo per la determinazione della tariffa;
- predisporre e rivedere periodicamente il metodo tariffario;
- verificare la corretta redazione del piano d'ambito;
- approvare le tariffe;
- adottare direttive per la trasparenza della contabilità e per la separazione contabile e amministrativa dei gestori.

Il Ministero dell'Ambiente continuerà ad esercitare le restanti funzioni non trasferite all'AEEG.

L'Autorità, a tale proposito, ha pubblicato il Documento di consultazione 204/2012/R/idr nel quale illustra i propri orientamenti relativamente alla regolazione del servizio idrico integrato

ed al quale hanno fatto seguito specifici Documenti di consultazione di approfondimento delle diverse tematiche. Fra questi si segnalano in particolare: il Documento di consultazione 290/2012/R/idr, che illustra il metodo tariffario valido nel periodo transitorio (2012 – 2013) e le specifiche inerenti alla raccolta dati finalizzata al calcolo delle tariffe; il Documento di consultazione 348/2012/R/idr, che illustra gli orientamenti dell’Autorità in materia di contenuti minimi e trasparenza dei documenti di fatturazione del servizio idrico integrato.

Infine, la Legge 24 marzo 2012, n. 27 (conversione in legge con modificazioni del Decreto Legge 24 gennaio 2012, n. 1, recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività – cosiddetto Decreto Legge Liberalizzazioni) ha stabilito il versamento del contributo degli esercenti dei servizi idrici a favore dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas.

Regime tariffario

Con la Delibera 585/2012/R/idr l’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas ha approvato il metodo tariffario transitorio (MTT) per gli anni 2012 e 2013 per le gestioni soggette al metodo normalizzato. Per l’anno 2012 si procederà attraverso un meccanismo di perequazione. Nel corso del primo semestre 2013 si dovrebbe concludere la procedura di applicazione del metodo tariffario transitorio.

Una fondamentale innovazione, rispetto ai Piani d’Ambito, è che il MTT è basato su criteri di regolazione *ex post* in luogo della regolazione *ex ante* del MNT (che comunque prevedeva la verifica *ex post* all’atto delle revisioni tariffarie periodiche). I dati contabili dell’anno *n-2* saranno il riferimento per il calcolo tariffario (*time lag* regolatorio) e il costo delle immobilizzazioni sarà riconosciuto quando le opere entreranno in funzione. Saranno poi riconosciuti, sempre con un *time lag* regolatorio di 2 anni, oneri finanziari e fiscali anche sulle immobilizzazioni in corso. I conguagli tariffari (volumi, costi passanti, modifiche di perimetro, ecc.) saranno riconosciuti nell’anno *n+2*. Viene inoltre prevista per gli investimenti effettuati dal 2012 una maggiorazione dell’1% degli oneri finanziari riconosciuti.

Il nuovo metodo sopprime la “remunerazione del capitale” e riconosce il “costo della risorsa finanziaria”, in aderenza al principio della copertura integrale dei costi (*full cost recovery*). Con riferimento alla risorsa finanziaria, l’Autorità ha stabilito che tali costi non debbano essere riconosciuti a piè di lista, favorendo comportamenti inefficienti o opportunistici, bensì attraverso riferimenti *standard* (oneri finanziari e fiscali).

La delibera 38/2013/R/idr ha avviato un procedimento per la determinazione dei criteri attraverso cui gli Enti d’Ambito dovranno individuare gli importi versati da ciascun utente, a titolo di remunerazione del capitale investito, in relazione al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011, da restituire all’utente medesimo.

Ambito Territoriale Ottimale (A.T.O.) Provincia di Brescia

Con Delibera del Consiglio di Amministrazione dell'Ufficio d'Ambito di Brescia n.18 del 28 dicembre 2011 sono state approvate le tariffe relative all'anno 2012 da applicare, per i diversi usi, nei differenti Comuni appartenenti all'ambito e la definizione della componente vincolata della quota di tariffa di depurazione da applicare alle utenze prive del servizio di depurazione.

L'articolazione e la modulazione tariffaria per il 2012 individua i valori unitari della tariffa in funzione degli scaglioni di consumo e dei diversi usi che sono applicati ai Comuni ricompresi in tre bacini tariffari (A, B e C). A questi è stato aggiunto un ulteriore bacino tariffario, denominato Bacino di Ingresso, con tariffe per usi e consumi inferiori a quelle del bacino A, a cui vengono applicate le tariffe più basse, con previsione di allineamento alla Tariffa di Riferimento Media (TRM) di ambito nell'arco di tre anni. Questo bacino comprende i Comuni dell'A.T.O. della Provincia di Brescia non inclusi negli altri tre bacini tariffari, con applicazione della relativa articolazione tariffaria a decorrere dalla data di avvio della gestione del sistema idrico integrato.

Scenario e mercato

Quadro macroeconomico

Nel corso del 2012 l'economia mondiale è cresciuta ad un ritmo lento. La ripresa globale, che si era manifestata nei primi mesi del 2012, ha perso progressivamente slancio in presenza di un deterioramento del clima di fiducia. Il commercio internazionale si è indebolito ulteriormente nel contesto di una propagazione del rallentamento dai paesi avanzati a quelli emergenti, soprattutto asiatici. I principali indicatori congiunturali del commercio su scala internazionale sono prossimi ai minimi degli ultimi tre anni: ne costituisce un esempio l'indice di diffusione globale PMI⁽¹⁾, che, nonostante una ripresa nel mese di novembre, a luglio ed agosto si era attestato su valori inferiori a quelli di metà 2009.

Nonostante segnali di rafforzamento in alcune economie emergenti, le prospettive di crescita globale rimangono soggette ad elevata incertezza legata principalmente all'evoluzione della crisi dell'Area Euro ed alla gestione degli squilibri del bilancio pubblico negli Stati Uniti.

La crescita mondiale nel 2012 si è quindi mantenuta su ritmi inferiori rispetto alle attese: secondo le più recenti proiezioni del Fondo Monetario Internazionale (FMI) e dell'OCSE, il PIL è cresciuto di circa il 3,3% (dal 3,8% del 2011), frenato dal calo delle attività nell'Area Euro e dal rallentamento di alcuni paesi asiatici, in particolare il Giappone.

Nell'ultimo trimestre del 2012 il PIL in termini reali degli Stati Uniti ha continuato a crescere (+1,5% rispetto al quarto trimestre 2011) seppur a ritmi inferiori a quelli dei mesi estivi. Le condizioni sul mercato del lavoro sono in graduale e lento miglioramento, con una diminuzione del tasso di disoccupazione che in dicembre è risultato pari al 7,8%. Secondo l'OCSE e il FMI, la crescita negli Stati Uniti si è attestata sul 2,2% nel 2012, in miglioramento rispetto al 2011 (+1,8%), grazie al contributo positivo dei consumi privati e delle esportazioni nette.

(1) Il *Purchasing Managers Index* (PMI) è l'indice composito dell'attività manifatturiera di un Paese e riflette la capacità dell'acquisizione di beni e servizi. Tiene inoltre conto di nuovi ordini, produzione, occupazione, consegne e scorte nel settore manifatturiero.

Nel 2012 l'attività economica nei principali mercati emergenti ha subito una contrazione a causa dell'indebolimento della domanda estera e degli effetti del precedente inasprimento delle politiche economiche. L'andamento del prodotto in Cina, dopo un +7,4% nel terzo trimestre, ha mostrato una lieve accelerazione nella parte finale dell'anno. Il PIL cinese per tutto il 2012 si è quindi attestato intorno al 7,8%, in flessione rispetto al 9,2% del 2011 (fonte: FMI).

Secondo le recenti indicazioni di Eurostat, il PIL in termini reali dell'Area Euro è sceso di circa lo 0,5%, mentre la produzione industriale dell'Area si contrae di circa il 2% nell'ultimo trimestre 2012, dopo una brusca flessione nel corso del terzo trimestre. Nella seconda metà del 2012 sono tuttavia migliorate le condizioni dei mercati finanziari, il cui deterioramento aveva finora rappresentato un ostacolo alla ripresa ciclica in Europa. I rendimenti dei titoli di Stato sono scesi nei paesi maggiormente esposti e, gli afflussi di capitale verso alcune delle economie più colpite dalla crisi del debito sovrano sono ripresi, con riflessi positivi sulle condizioni monetarie e finanziarie.

Le prospettive per il 2013 sono basate, in continuità con il 2012, su tassi di crescita moderati, su di un orientamento restrittivo delle politiche fiscali ed espansivo di quelle monetarie. In uno scenario di prezzi stazionari delle materie prime, l'inflazione dovrebbe calare ulteriormente nei paesi OCSE tuttavia non è da escludersi che a fronte della ripresa nella propensione al rischio, la liquidità possa alimentare bolle speculative sui mercati finanziari, con effetti indiretti sulla pressione inflazionistica.

Sulla base del consensus economico disponibile (OCSE, BCE⁽²⁾, Banca d'Italia), la crescita del PIL dell'Area Euro nel 2013 si collocherebbe tra -0,9% e +0,3%, in leggero miglioramento rispetto all'anno precedente: con ogni probabilità, occorrerà tempo affinché i progressi nella gestione della crisi del debito in Europa si traducano in ripresa economica. Il 2013 sarà infatti un anno ancora difficile per l'Euro zona e con ampi divari tra i paesi nonostante la svolta nella strategia di gestione della crisi avutasi con l'annuncio dell'avvio del Meccanismo Europeo di Stabilità. Per quanto riguarda i prezzi al consumo, secondo le recenti proiezioni della BCE e di Eurostat, l'inflazione per l'Area Euro nel 2012 si collocherebbe al 2,5%: nel mese di novembre è diminuita al 2,2%, rispetto al 2,6% dei tre mesi precedenti, principalmente a causa del graduale apprezzamento del tasso di cambio dell'euro e del brusco calo nei corsi dei beni energetici.

Nel 2012 il tasso di cambio della moneta unica rispetto al dollaro statunitense si è collocato su 1,29 €/€, inferiore dell'8% rispetto ad 1,39 €/€ del 2011. Nel corso dell'anno i movimenti della valuta sono rimasti in larga misura legati al mutare della percezione degli operatori circa le prospettive economiche e di bilancio di alcuni paesi europei oltre che all'evoluzione dei differenziali di rendimento attesi tra l'Area e le altre economie avanzate.

(2) Fonti: Economic Forecasts della Commissione Europea, World Economic Outlook del FMI, Economic Outlook dell'OCSE, Ufficio Studi della BCE, altri centri di ricerca specializzati.

In Italia la domanda interna non ha ancora avuto i miglioramenti attesi. Secondo l'Istat, la dinamica del PIL è stata negativa anche nel quarto trimestre 2012 (-2,8% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), con la domanda estera che continua a fornire un contributo positivo all'attività economica. Negli ultimi mesi l'aumento delle esportazioni è stato sostenuto dalle vendite verso i paesi esterni alla UE: tra gennaio ed ottobre 2012, il disavanzo di conto corrente della bilancia dei pagamenti in rapporto al PIL è diminuito di oltre due punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2011. Gli effetti della recessione si sono riflessi in un maggior ricorso alla cassa integrazione ed in un aumento del tasso di disoccupazione, in particolare quello giovanile. Nonostante la debolezza congiunturale, le manovre approvate nel secondo semestre del 2012 dovrebbero consentire di migliorare ulteriormente i saldi di finanza pubblica nel biennio 2013-2014 e il rapporto tra debito pubblico e PIL dovrebbe iniziare a scendere nel 2014.

Il PIL per l'Italia nel 2012 è sceso quindi del 2,4%. La stima per il 2013 è ancora negativa, e pari a -1% (fonte: Istat), per effetto del peggioramento del contesto internazionale. Il ritorno alla crescita è atteso solo nella seconda metà dell'anno, sia pure a ritmi modesti e con ampi margini di incertezza.

Con riferimento ai prezzi al consumo, l'Istat rileva un graduale calo dell'inflazione per l'Italia negli ultimi mesi del 2012 (al di sotto del 3% per gli ultimi tre mesi dell'anno) che riflette in larga parte l'allentamento delle spinte provenienti dalle quotazioni petrolifere. Pertanto nel 2012 l'indice armonizzato dei prezzi al consumo (IPCA) è aumentato in media del 3,3%, dal 2,9% registrato nel 2011. In un quadro di costi stabili delle materie prime e di debolezza della domanda, le previsioni sull'inflazione al consumo degli operatori professionali censiti dalla Banca d'Italia si attestano intorno al 2% per il 2013.

Andamento del mercato energetico

Nel corso del 2012 le quotazioni delle *commodity* energetiche sono state significativamente influenzate dai fondamentali di domanda e offerta dei mercati di riferimento e dalle aspettative dei mercati sull'evoluzione della crisi macroeconomica. Il valore medio del *Brent* è stato pari a 111,7 \$/bbl, di poco superiore a quello registrato nel 2011 (110,8 \$/bbl). Nella seconda metà dello scorso anno le quotazioni del petrolio hanno oscillato entro un intervallo di 106-116 \$/bbl, dopo un incremento nel terzo trimestre rispetto ai minimi di giugno.

Tali fluttuazioni rispecchiano l'effetto congiunto di diversi fattori che hanno inciso, compensandosi, sulla domanda e sull'offerta. Con riferimento alla domanda, l'*International Energy Agency* (IEA) ha ripetutamente abbassato le stime della crescita nel 2012 sulla scia dell'indebitamento dell'economia mondiale. Al tempo stesso questo effetto ribassista è stato più che compensato dalle perduranti e rinnovate tensioni geopolitiche in Medio Oriente. L'OPEC ha ridotto la produzione a causa del calo riconducibile all'Iran, che non è stato controbilanciato dagli aumenti degli altri Paesi membri. Più di recente, tuttavia, l'offerta mondiale di petrolio è aumentata per l'effetto combinato di diversi fattori, quali: il recupero della produzione in alcuni Paesi non appartenenti all'OPEC, il completamento dei lavori di manutenzione negli impianti del Mare del Nord e l'aumento dell'offerta negli Stati Uniti.

Contrariamente al prezzo del petrolio, che si è mantenuto su livelli elevati nel corso di tutto il 2012, il prezzo medio del carbone con *delivery* nei porti di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (*Coal Cif Ara*) ha subito una significativa riduzione rispetto al 2011, attestandosi su 92,5 \$/tonn con un calo del 24%. Le incertezze circa il quadro macroeconomico mondiale continuano a pesare sul comparto che non riesce a beneficiare del traino delle quotazioni petrolifere.

Energia Elettrica

Per quanto attiene allo scenario del mercato elettrico nazionale, il fabbisogno netto per il 2012 è stato pari a 325.259 GWh (fonte: Terna), con una flessione del 2,8% rispetto ai volumi del medesimo periodo dello scorso anno, in linea con l'andamento negativo seguito dal PIL.

La riduzione della domanda nazionale, che è risultata pari a 284.798 GWh, ha comportato una contrazione della produzione netta del 2,3% rispetto al 2011. La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'87% della richiesta di energia elettrica, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la parte restante. La produzione da fonte idroelettrica è scesa dell'8,2% rispetto al 2011 a causa della minor piovosità del periodo (indice di producibilità per il 2012 pari a 1,06 rispetto all'1,23 del 2011). La produzione termoelettrica, che si è attestata sui 204.796 GWh, si è contratta del 6,3%, con ore medie di funzionamento stimate per il 2012 pari a 2.685, in calo rispetto a quelle dell'anno precedente (pari a 2.864). La produzione a gas continua a soffrire per il cospicuo aumento dei costi e la conseguente difficoltà di trasferimento degli stessi sui prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica.

Tutto il 2012 è stato, inoltre, caratterizzato da un effetto spiazzamento per il termoelettrico da parte delle fonti rinnovabili, con una produzione da fonte eolica in crescita del 34,2% (13.119 GWh) e una produzione fotovoltaica in crescita del 71,8% (18.323 GWh). Si stima che a fine 2012 la capacità eolica complessiva si sia attestata su circa 8-9 GW, rispetto a 6,9 GW di fine 2011 e che quella da fonte fotovoltaica abbia raggiunto i circa 15-16 GW rispetto ai 10 GW di fine 2011.

La significativa riduzione della domanda elettrica nel 2012 non è però coincisa con una riduzione delle quotazioni dei prezzi sulla Borsa dell'energia. La quotazione del PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load* per l'anno in esame si è attestata ad un livello medio pari a 75,5 €/MWh, con un incremento del 4,6% rispetto al valore rilevato nel 2011 (72,2 €/MWh). La buona tenuta dei prezzi all'ingrosso rispetto all'andamento della domanda nazionale di energia elettrica è dovuta principalmente al rialzo del prezzo dei combustibili di generazione, in particolare del gas naturale (contratti di medio-lungo periodo indicizzati al prezzo del petrolio e derivati), e alle dinamiche stagionali (effetto temperature). Il PUN *Peak* e il PUN *Off Peak* per il 2012 crescono in linea con l'andamento del PUN *Base Load*, attestandosi rispettivamente ad 85,5 €/MWh (+3,9%) e 70 €/MWh (+5,1%). Aumenta in maniera significativa il prezzo all'ingrosso in fascia F2, pari a 86,7 €/MWh (+10,4%) risultando più elevato rispetto alle quotazioni del PUN F1 (84,7 €/MWh). Tale fenomeno è da attribuirsi al diverso profilo di funzionamento degli impianti a gas che, trovandosi a competere con la maggiore capacità da fonti rinnovabili che hanno priorità di dispacciamento (fotovoltaico) e con quelle più economiche quali il carbone, spostano la propria produzione nelle ore di basso carico.

Gas Naturale

Nel corso del 2012 la domanda di gas naturale ha sofferto degli effetti della crisi economica. Il fabbisogno nazionale si è ridotto del 4,1% rispetto al 2011 attestandosi a 74.253 Mmc (fonte: Snam Rete Gas). L'import ha coperto circa l'89% del fabbisogno mentre la produzione nazionale ha contribuito per il restante 11%. I comparti che hanno registrato una contrazione nel

corso del 2012 sono il termoelettrico e l'industriale. In particolare, gli usi termoelettrici si sono ridotti di quasi 3 Gmc con una flessione del 10,7% rispetto al 2011. I consumi del settore industriale sono scesi dell'1,9% (13.273 Mmc), con un andamento in linea con quello atteso per il PIL italiano nel 2012. Il segmento servizi e usi civili mostra invece una sostanziale stabilità, attestandosi a 33.875 Mmc.

Per quanto riguarda l'andamento dei prezzi del gas, la formula indicizzata *Gas Release* 2007, riferimento per i contratti indicizzati del mercato all'ingrosso del gas naturale in Italia, è cresciuta di quasi il 25% rispetto al 2011 risentendo, con ritardo temporale legato alle medie mobili degli ultimi nove mesi presenti nella formula, dell'aumento del prezzo del *Brent* in €/bbl. Decisamente più contenuta la crescita della quotazione del gas spot al PSV (Punto di Scambio Virtuale), che ha registrato un incremento del 2% attestandosi a 28,8 €/MWh, condizionata dalle condizioni recessive della domanda di gas e dal perdurare dell'eccesso di offerta. Lo *spread* tra le quotazioni sulla piattaforma al PSV e quelle sul mercato TTF (mercato di riferimento per l'Europa del Nord Ovest) si è ridotto a 3,8 €/MWh nell'ultimo trimestre dell'anno, dai 5,6 €/MWh del 2011. La discesa del differenziale di prezzo rispetto ai mercati spot esteri è legata sia alla maggiore debolezza del fabbisogno italiano rispetto a quello degli altri Paesi, sia al rilascio di 5 Gmc di capacità annua sui metanodotti esteri TENP/Transitgas (dalla Norvegia) e TAG (dalla Russia) effettuata nel mese di settembre da Eni, a seguito dell'istruttoria A/440 da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) per abuso di posizione dominante.

Analisi dei principali
settori di attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Milioni di euro	Energia		Ambiente		
	01 01 12 31 12 12	01 01 11 31 12 11	01 01 12 31 12 12	01 01 11 31 12 11	
Ricavi	5.306	4.905	810	823	
- di cui intersettoriali	185	155	59	34	
Margine Operativo Lordo industriale	541	336	267	287	
Impatti normativi e regolatori			(48)		
Margine Operativo Lordo	541	336	219	287	
% sui Ricavi	10,2%	6,9%	27,0%	34,9%	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(320)	(248)	(75)	(108)	
Risultato operativo netto	221	88	144	179	
% sui Ricavi	4,2%	1,8%	17,8%	21,7%	
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria					
Oneri/Proventi non operativi					
Utile al lordo dell'imposte					
Oneri per imposte sui redditi					
Risultato di attività operative al netto delle imposte					
Risultato netto da attività non correnti cedute e destinate alla vendita					
Risultato di pertinenza di terzi					
Utile netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo					
Investimenti lordi ⁽¹⁾	2.216 (a)	32	48	35	

La tabella sopra esposta evidenzia la dinamica industriale del Margine Operativo Lordo per Filiera di attività, nonché gli impatti per filiera derivanti dalle rettifiche prudenzialmente apportate ai ricavi per effetto delle recenti modifiche (o proposte di modifica) nel quadro normativo e regolatorio.

- (1) Si vedano le voci “Immobilizzazioni materiali” e “Immobilizzazioni immateriali” delle Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria.
- (*) I valori comparativi per il periodo gennaio-dicembre 2011 sono stati riclassificati per riflettere l'applicazione dell'IFRS 5 e rideterminati per l'applicazione dello IAS 19 Revised “Benefici a dipendenti”.
- (a) Comprende l'effetto del primo consolidamento di Edipower S.p.A. per 2.113 milioni di euro.
- (b) Comprendono l'acquisizione del ramo d'azienda Tecnovalore per 7 milioni di euro.

Milioni di euro	Energia		Ambiente		
	31 12 12	31 12 11	31 12 12	31 12 11	
Immobilizzazioni materiali	3.960	2.171	460	477	
Immobilizzazioni immateriali	63	57	36	37	
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	1.578	1.903	272	256	
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	1.265	1.606	209	176	

	Calore e Servizi		Reti		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	01 01 12 31 12 12	01 01 11 31 12 11	01 01 12 31 12 12	01 01 11 31 12 11	01 01 12 31 12 12	01 01 11 31 12 11	01 01 12 31 12 12	01 01 11 31 12 11	01 01 12 31 12 12	01 01 11 31 12 11 (*)
	326	298	685	684	250	237	(897)	(817)	6.480	6.130
	42	33	381	374	230	221	(897)	(817)		
	69	67	252	259	(7)	(25)			1.122	924
	4		(10)						(54)	
	73	67	242	259	(7)	(25)			1.068	924
	22,4%	22,5%	35,3%	37,9%	(2,8%)	(10,5%)			16,5%	15,1%
	(34)	(33)	(107)	(113)	(31)	(30)	-	(94)	(567)	(626)
	39	34	135	146	(38)	(55)	-	(94)	501	298
	12,0%	11,4%	19,7%	21,3%	(15,2%)	(23,2%)			7,7%	4,9%
									(180)	(258)
									(3)	(4)
									318	36
									(128)	(147)
									190	(111)
									81	(808)
									(11)	496
									260	(423)
	56 (b)	57	123	119	30	28	-	-	2.473	271

	Calore e Servizi		Reti		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	31 12 12	31 12 11	31 12 12	31 12 11	31 12 12	31 12 11	31 12 12	31 12 11	31 12 12	31 12 11
	492	471	1.343	1.456	221	220	(106)	(110)	6.370	4.685
	38	163	1.364	1.364	83	79	(191)	(197)	1.393	1.503
	148	182	401	341	113	309	(578)	(800)	1.934	2.191
	114	174	275	305	702	560	(580)	(798)	1.985	2.023

I settori di attività in cui opera il Gruppo A2A sono riconducibili alle seguenti “filieri”:

Filiera Energia

L'attività della filiera è finalizzata alla vendita sui mercati all'ingrosso e al dettaglio di energia elettrica e gas metano. Il supporto alle aree commerciali è assicurato dalle attività di approvvigionamento combustibili, programmazione e dispacciamento impianti di generazione elettrica, ottimizzazione portafoglio e *trading* sui mercati nazionali ed esteri.

Filiera Ambiente

L'attività della filiera è relativa a tutto il ciclo della gestione dei rifiuti, dalla raccolta e spazzamento, al trattamento, smaltimento e recupero di materia ed energia. È infatti compreso nell'attività della filiera il recupero del contenuto energetico dei rifiuti attraverso impianti di termovalorizzazione o impianti biogas.

Filiera Calore e Servizi

L'attività della filiera 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 filiera assicura anche il servizio di gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti (servizi di gestione calore).

Filiera Reti

L'attività della filiera comprende la gestione tecnico-operativa di reti di trasmissione e 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.

Altri Servizi e Corporate

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

Filiera Energia

La Filiera Energia include le seguenti attività:

- **Produzione di energia elettrica:** attività di gestione di centrali attraverso un parco di generazione composto da centrali idroelettriche e termoelettriche con potenza installata pari a 12,0 GW ⁽¹⁾;
- **Energy Management:** attività di compravendita di energia elettrica e di combustibili, gassosi e non gassosi, sui mercati all'ingrosso nazionali e internazionali; approvvigionamento dei combustibili necessari per coprire i fabbisogni delle centrali termoelettriche e dei clienti; pianificazione, programmazione e dispacciamento degli impianti di produzione di energia elettrica;
- **Vendita di energia elettrica e gas:** attività di commercializzazione di energia elettrica e gas al mercato dei clienti idonei. Sono altresì incluse le attività di vendita di energia elettrica al mercato dei clienti in “maggior tutela”.

Oltre alle attività svolte direttamente da A2A S.p.A., sono riconducibili alla Filiera Energia le società di seguito riportate:

Energia	Società del Gruppo A2A consolidate
Impianti termoelettrici ed idroelettrici	• Abruzzoenergia • A2A Energia • A2A Trading • Edipower
Energy Management	• Plurigas • Aspem Energia • EPCG
Vendita EE e Gas	

(1) Include il 100% degli impianti Edipower S.p.A. e gli impianti di EPCG.

A seguito del consolidamento integrale, a partire dal 1° giugno 2012, della partecipata Edipower S.p.A, i dati quantitativi ed economici relativi all'esercizio 2012 non risultano omogenei con i dati al 31 dicembre 2011.

Dati quantitativi - settore energia elettrica

Di seguito si riporta una sintesi dei dati quantitativi relativi alla Filiera Energia.

GWh	31 12 2012	31 12 2011	Variazioni	% 2012/2011
FONTI				
Produzioni nette	13.392	11.735	1.657	14,1%
-produzione termoelettrica	9.362	8.210	1.152	14,0%
-produzione idroelettrica	4.028	3.525	503	14,3%
-produzione fotovoltaica	2	–	2	nd
Acquisti	35.324	37.108	(1.784)	(4,8%)
-acquirente unico	2.954	2.983	(29)	(1,0%)
-borsa	10.599	11.958	(1.359)	(11,4%)
-mercati esteri	12.650	14.898	(2.248)	(15,1%)
-altri acquisti	9.121	7.269	1.852	25,5%
TOTALE FONTI	48.716	48.843	(127)	(0,3%)
USI				
Vendite mercato tutelato	2.954	2.983	(29)	(1,0%)
Vendite a clienti idonei e grossisti	20.710	20.663	47	0,2%
Vendite in borsa	13.069	13.203	(134)	(1,0%)
Vendite mercati esteri	11.983	11.994	(11)	(0,1%)
TOTALE USI	48.716	48.843	(127)	(0,3%)

Nota: i dati relativi alle vendite sono riportati al lordo delle perdite. Non sono inclusi i dati quantitativi relativi al Gruppo EPCG.

Nell'esercizio 2012 la produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 13.392 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 35.324 GWh, per una disponibilità complessiva di 48.716 GWh.

La produzione, che include dal mese di giugno, il 77% ⁽²⁾ della produzione degli impianti termoelettrici ed idroelettrici di proprietà di Edipower S.p.A., è risultata in crescita del 14,1% rispetto al 2011.

In particolare, nel periodo in esame, sia la produzione termoelettrica (9.362 GWh) che la produzione idroelettrica (4.028 GWh) sono risultate in crescita rispettivamente del 14,0% e del 14,3% rispetto all'esercizio precedente.

Gli acquisti di energia elettrica si sono ridotti del 4,8% rispetto al 2011, passando da 37.108 GWh a 35.324 GWh.

Le vendite di energia elettrica sui mercati finali sono risultate sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente, passando da 48.843 GWh del 2011 a 48.716 GWh nel 2012.

(2) il 23% della capacità produttiva degli impianti di Edipower S.p.A. è contrattualizzata a favore del Gruppo Iren. Il dato di produzione è quindi espresso al netto dell'energia elettrica sottesa a tale contratto.

Di seguito si riporta una sintesi dei dati quantitativi relativi al settore energia elettrica del Gruppo EPCG:

GWh	31 12 2012	31 12 2011	Variazioni	% 2012/2011
FONTI				
Produzioni	2.715	2.656	59	2,2%
-produzione termoelettrica	1.245	1.452	(207)	(14,3%)
-produzione idroelettrica	1.470	1.204	266	22,1%
Import e altre fonti	1.569	2.064	(495)	(24,0%)
-import	957	1.371	(414)	(30,2%)
-altre fonti	38	42	(4)	(9,5%)
EPS (Società Elettrica Serba)	574	651	(77)	(11,8%)
TOTALE FONTI	4.284	4.720	(436)	(9,2%)
USI				
Consumi mercato domestico	3.769	4.052	(283)	(7,0%)
Perdite di rete	154	159	(5)	(3,1%)
Altri usi	55	27	28	103,7%
Export	208	411	(203)	(49,4%)
EPS (Società Elettrica Serba)	98	71	27	38,0%
TOTALE USI	4.284	4.720	(436)	(9,2%)

Al 31 dicembre 2012 la produzione di energia elettrica del Gruppo EPCG è risultata pari a 2.715 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 1.569 GWh, per una disponibilità complessiva di 4.284 GWh (4.720 GWh nell'esercizio precedente).

In particolare, nell'esercizio in esame, la flessione della produzione termoelettrica (-207 GWh), riconducibile alla fermata per manutenzione straordinaria della centrale termoelettrica di Pljevlja effettuata nel secondo trimestre 2012, è stata più che compensata dalle maggiori produzioni degli impianti idroelettrici del Gruppo (+266 GWh).

Tale dinamica, unitamente alla riduzione delle vendite sui mercati finali (-283 GWh), ha determinato, rispetto all'esercizio precedente, una riduzione delle importazioni (-414 GWh) e degli scambi di energia elettrica transfrontalieri (-203 GWh).

Dati quantitativi - settore gas

<i>Milioni di mc</i>	31 12 2012	31 12 2011	Variazioni	% 2012/2011
FONTI				
Approvvigionamenti	5.064	5.680	(616)	(10,8%)
Prelievi da magazzino	163	(81)	244	nd
Autoconsumi /GNC	(18)	(32)	14	(43,8%)
TOTALE FONTI	5.209	5.567	(358)	(6,4%)
USI				
Usi finali	1.607	1.684	(77)	(4,6%)
Usi termoelettrici	1.222	1.287	(65)	(5,1%)
Usi calore	139	123	16	13,0%
Grossisti	2.241	2.473	(232)	(9,4%)
TOTALE USI	5.209	5.567	(358)	(6,4%)

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

Nell'esercizio 2012 i volumi di gas commercializzati sono risultati in riduzione del 6,4% rispetto all'anno precedente, passando da 5.567 milioni di metri cubi a 5.209 milioni di metri cubi.

Tale andamento è sostanzialmente ascrivibile ai minori volumi venduti sul mercato all'ingrosso (-232 milioni di metri cubi) e ai clienti finali (-77 milioni di metri cubi).

Anche i volumi venduti agli impianti termoelettrici del Gruppo, nonostante l'ampliamento del perimetro di consolidamento, evidenziano una riduzione rispetto all'esercizio 2011, principalmente a seguito del minor fattore di carico degli impianti a ciclo combinato.

Dati economici

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2012 31 12 2012	01 01 2011 31 12 2011	Variazioni
Ricavi	5.306	4.905	401
Margine Operativo Lordo	541	336	205
% su Ricavi	10,2%	6,9%	
Ammortamenti e Accantonamenti	(320)	(248)	(72)
Risultato Operativo Netto	221	88	133
% su Ricavi	4,2%	1,8%	
Investimenti	103	32	71

Nell'esercizio in esame la Filiera Energia ha evidenziato ricavi per 5.306 milioni di euro, di cui 397 milioni di euro attribuibili alla società Edipower S.p.A. e 281 milioni di euro attribuibili al settore energia elettrica del Gruppo EPCG (4.905 milioni di euro nel 2011, di cui 273 milioni di euro attribuibili al Gruppo EPCG).

Il Margine Operativo Lordo, pari a 541 milioni di euro, è risultato in crescita di 205 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Al risultato hanno contribuito positivamente diversi fattori:

- la gestione integrata in A2A del parco produttivo di Edipower S.p.A. e il suo consolidamento a partire dal mese di giugno 2012
- il positivo contributo della centrale termoelettrica a carbone di Monfalcone
- l'attenta gestione del portafoglio di approvvigionamento di combustibili
- i margini conseguiti dall'attività commerciale
- il positivo contributo della partecipata EPCG

Gli Ammortamenti e accantonamenti sono risultati pari a 320 milioni di euro, di cui 127 milioni di euro relativi alla società Edipower S.p.A. (248 milioni di euro gli ammortamenti e accantonamenti della filiera nell'esercizio 2011). A parità di perimetro, la riduzione di tale voce è pari a 55 milioni di euro ed è sostanzialmente attribuibile alle minori svalutazioni registrate nell'esercizio 2012 nonché al rilascio di fondi rischi su crediti, relativi alla partecipata EPCG, precedentemente accantonati.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato operativo netto si è attestato a 221 milioni di euro (di cui 67 milioni di euro relativi alla società Edipower S.p.A.), in crescita di 133 milioni di euro rispetto all'esercizio 2011.

Nell'esercizio 2012 gli investimenti sono risultati complessivamente pari a 103 milioni di euro, di cui 40 milioni di euro attribuibili alla società Edipower S.p.A..

Gli investimenti hanno riguardato principalmente gli interventi di manutenzione straordinaria presso le centrali termoelettriche di Cassano d'Adda (30 milioni di euro, di cui 25 milioni di euro attribuibili alla sostituzione del rotore del Turbogas Gruppo 6), di Gissi (4 milioni di euro) e di Monfalcone (6 milioni di euro).

Sono stati inoltre realizzati interventi di manutenzione straordinaria sulle centrali idroelettriche di Timpagrande (3 milioni di euro), di Orichella (2 milioni di euro), di Satriano (4 milioni di euro) e della Valtellina (6 milioni di euro).

Per quanto riguarda la società Edipower S.p.A., gli investimenti si riferiscono prevalentemente ad interventi di manutenzione straordinaria sugli impianti idroelettrici di Udine (14 milioni di euro) e Tusciano (5 milioni di euro), nonché sugli impianti termoelettrici di Turbigo (4 milioni di euro) e Sermide (3 milioni di euro).

Il Gruppo EPCG ha invece realizzato, nel periodo in esame, 7 milioni di euro di investimenti nel settore della generazione elettrica, relativi all'impianto termoelettrico di Pljevlja (5,6 milioni di euro) e agli impianti idroelettrici di Perucica (0,8 milioni di euro) e di Piva (0,4 milioni di euro).

Si segnala che l'acquisizione di Edipower S.p.A. ha comportato un incremento delle immobilizzazioni pari a 2.113 milioni di euro.

Filiera Ambiente

La Filiera Ambiente include le attività relative all’intero ciclo della gestione dei rifiuti. Di seguito si riporta una breve descrizione di tali attività:

- **Raccolta e spazzamento:** pulizia delle strade e prelievo dei rifiuti per il trasporto a destinazione;
- **Trattamento:** attività svolta in centri dedicati, finalizzata al recupero o alla trasformazione dei rifiuti al fine di renderli idonei al recupero di materia, alla termovalorizzazione con recupero di energia o allo smaltimento in discarica;
- **Smaltimento:** attività di smaltimento finale dei rifiuti urbani e speciali in impianti di combustione o in discarica, con eventuale recupero energetico mediante termovalorizzazione o sfruttamento del biogas.

Sono riconducibili alla Filiera Ambiente le società di seguito riportate:

Ambiente	Società del Gruppo A2A consolidate
Raccolta e spazzamento	● Gruppo Ecodeco ● Amsa ● Aprica ● Montichiariambiente ● Ecofert
Trattamento	● Partenope Ambiente ● Aspem S.p.A.
Smaltimento e recupero energetico	

Si riporta di seguito una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici della filiera.

Dati quantitativi

	31 12 2012	31 12 2011	Variazioni	% 2012/2011
Rifiuti raccolti (Kton)*	910	949	(39)	(4,1%)
Rifiuti smaltiti (Kton)	2.457	2.626	(169)	(6,4%)
Energia elettrica venduta (GWh)	1.143	1.209	(66)	(5,5%)
Calore ceduto (GWh)*	1.024	899	125	13,9%

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

(**) Quantità rilevate a bocca di centrale.

Nell'esercizio in esame si è osservata una flessione delle quantità di rifiuti raccolti del 4,1% rispetto all'anno precedente, principalmente a seguito del perdurare della difficile situazione congiunturale. Per le medesime ragioni, si sono ridotte anche le quantità di rifiuti smaltiti (-6,4%), in particolare per i minori conferimenti di rifiuti urbani nelle discariche del Gruppo.

Sono risultate invece superiori rispetto all'esercizio 2011 le produzioni di calore degli impianti di termovalorizzazione (+125 GWh termici) a seguito delle maggiori quantità richieste dal Comparto Teleriscaldamento. Conseguentemente, le quantità di energia elettrica venduta si sono ridotte del 5,5%, passando da 1.209 GWh a 1.143 GWh.

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2012 31 12 2012	01 01 2011 31 12 2011	Variazioni
Ricavi	810	823	(13)
Margine Operativo Lordo industriale	267	287	(20)
Impatti normativi e regolatori (*)	(48)	-	(48)
Margine Operativo Lordo	219	287	(68)
% su Ricavi	27,0%	34,9%	
Ammortamenti e Accantonamenti	(75)	(108)	33
Risultato Operativo Netto	144	179	(35)
% su Ricavi	17,8%	21,7%	
Investimenti	48	35	13

(*) di cui -4 milioni di euro infragruppo

Nell'esercizio in esame, la Filiera Ambiente ha registrato ricavi per 810 milioni di euro (823 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

La flessione del margine industriale, pari a 20 milioni di euro rispetto all'anno precedente, è sostanzialmente dovuta al venir meno dell'incentivo CIP 6 di alcuni impianti di termovalorizza-

zione del Gruppo (Corteolona, Bergamo, Filago, Milano), nonché alla fermata per manutenzione straordinaria del termovalorizzatore di Bergamo. In attesa dell'esito dei contenziosi amministrativi attualmente in corso, l'esercizio 2012 incorpora, inoltre, lo stanziamento prudenziale di minori ricavi per 48 milioni di euro relativi a recenti modifiche normative e orientamenti dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (D.M. 20 novembre 2012 e Parere AEEG 535/12), che stabiliscono nuove modalità di calcolo della componente del prezzo di ritiro dell'energia in convenzione CIP 6 (CEC). Tale valore include un importo pari 11,5 milioni di euro relativo agli anni 2010 e 2011 e 4 milioni di euro di minori ricavi per vendite di calore alla Filiera Calore e Servizi.

L'impatto di tali provvedimenti, se confermato, si esaurirà nel triennio 2013-2015, periodo durante il quale è stimato pari a circa 10 milioni di euro su base annua.

Gli Ammortamenti e accantonamenti sono risultati pari a 75 milioni di euro, in riduzione di 33 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale flessione è riconducibile sia ai minori ammortamenti che ai minori accantonamenti per rischi registrati nel corso del 2012.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato operativo netto è stato pari a 144 milioni di euro (179 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Gli Investimenti del periodo, pari a circa 48 milioni di euro, si riferiscono a mezzi e contenitori per la raccolta (15 milioni di euro), ad interventi di sviluppo e mantenimento su impianti di trattamento e scariche (17 milioni di euro), nonché ad interventi di sviluppo e mantenimento effettuati sugli impianti di termovalorizzazione (14 milioni di euro).

Filiera Calore e Servizi

La Filiera Calore e Servizi include le attività di cogenerazione, teleriscaldamento e vendita di calore, nonché attività relative ai servizi di gestione calore e di *facility management*. Di seguito si riporta una breve descrizione delle attività:

- **Cogenerazione e Teleriscaldamento:** attività di produzione, distribuzione e vendita di calore, attività di produzione e vendita di energia elettrica, nonché attività di *operation and maintenance* delle centrali di cogenerazione e delle reti per il teleriscaldamento;
- **Calore e altri servizi:** servizio di gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti.

Sono riconducibili alla Filiera Calore e Servizi le società di seguito riportate:

Calore e Servizi	Società del Gruppo A2A consolidate
Impianti di cogenerazione	• A2A Calore & Servizi • Proaris • Varese Risorse
Reti TLR	
Vendita calore e altri servizi	

Si segnala che, a seguito della cessione del Gruppo Coriance, avvenuta nel terzo trimestre 2012, i relativi dati economici sono stati riclassificati, in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5, alla voce "Risultato netto da attività non correnti cedute e destinate alla vendita".

I principali dati quantitativi ed economici della filiera, riportati nelle tabelle seguenti, non includono pertanto i dati relativi al Gruppo Coriance.

Dati quantitativi

GWh _t	31 12 2012	31 12 2011	Variazioni	% 2012/2011
FONTI				
Impianti di:	1.128	1.064	64	6,0%
- Lamarmora	480	474	6	1,3%
- Famagosta	140	141	(1)	(0,7%)
- Tecnocity	61	71	(10)	(14,1%)
- Altri impianti	447	378	69	18,3%
Acquisti da:	1.089	1.014	75	7,4%
- terzi	254	236	18	7,6%
- altre filiere	835	778	57	7,3%
TOTALE FONTI	2.217	2.078	139	6,7%
USI				
Vendite ai clienti finali	2.217	2.078	139	6,7%
TOTALE USI	2.217	2.078	139	6,7%

(*) Al netto delle perdite.

Nota:

- 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 Filiera Ambiente.
- Non sono inclusi i dati quantitativi relativi al Gruppo Coriance.

Nell'esercizio in esame le vendite di calore ai clienti finali sono cresciute del 6,7% rispetto al 2011 principalmente a seguito delle nuove volumetrie allacciate nelle aree di Milano e Bergamo.

Di conseguenza anche le produzioni e gli acquisti di calore sono aumentati rispettivamente di 64 GWh termici e di 75 GWh termici.

Dati economici

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2012 31 12 2012	01 01 2011 31 12 2011	Variazioni
Ricavi	326	298	28
Margine Operativo Lordo industriale	69	67	2
Impatti normativi e regolatori (*)	4	-	4
Margine Operativo Lordo	73	67	6
% su Ricavi	22,4%	22,5%	
Ammortamenti e Accantonamenti	(34)	(33)	(1)
Risultato Operativo Netto	39	34	5
% su Ricavi	12,0%	11,4%	
Investimenti	49	57	(8)

(*) infragruppo

- Non sono inclusi i dati economici relativi al Gruppo Coriance.

Nell'esercizio in esame i ricavi si sono attestati a 326 milioni di euro (298 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Il Margine industriale, al netto degli effetti derivanti dalle modifiche normative già evidenziate relativamente alla Filiera Ambiente, è risultato pari a 69 milioni di euro, in crescita di 2 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Tale andamento, prevalentemente attribuibile ai maggiori volumi venduti nel Comparto Teleriscaldamento, per effetto delle nuove volumetrie allacciate, è stato parzialmente compensato dai minori ricavi di energia elettrica prodotta dagli impianti di cogenerazione.

Gli Ammortamenti e accantonamenti sono risultati pari a 34 milioni di euro, in linea rispetto l'esercizio 2011.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato operativo netto si è attestato a 39 milioni di euro (in crescita di 5 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011).

Gli Investimenti dell'anno, pari a circa 49 milioni di euro, hanno riguardato interventi di sviluppo e di manutenzione straordinaria delle reti di teleriscaldamento (34 milioni di euro) e degli impianti di cogenerazione (15 milioni di euro), in prevalenza nelle aree di Milano e Brescia.

Si segnala che l'acquisizione del ramo d'azienda Tecnovalere da parte della controllata A2A Calore & Servizi S.r.l. ha comportato un incremento delle immobilizzazioni pari a 7 milioni di euro.

Filiera Reti

La Filiera Reti include le attività regolamentate da Autorità di settore e relative alla gestione delle reti elettriche, reti gas e del ciclo idrico integrato. Di seguito si riporta una breve descrizione di tali attività:

- **Reti elettriche:** attività di trasmissione e distribuzione di energia elettrica;
- **Reti gas:** attività di trasporto e distribuzione di gas naturale;
- **Ciclo Idrico Integrato:** attività di captazione delle acque, gestione degli acquedotti, distribuzione idrica, fognatura e depurazione;
- **Altri Servizi:** attività relative all’illuminazione pubblica, agli impianti di regolazione del traffico, alla gestione delle lampade votive e servizi di progettazione impianti.

Sono riconducibili alla Filiera Reti le società di seguito riportate:

Reti	Società del Gruppo A2A consolidate	
Reti elettriche	• A2A Reti Elettriche • A2A Reti Gas • A2A Ciclo Idrico • EPCG • Mincio Trasmissione	• Camuna Energia • Retragas • Seasm • Aspem S.p.A. • A2A Servizi alla distribuzione
Reti gas		
Ciclo Idrico Integrato		

Si riporta di seguito una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici della filiera.

Dati quantitativi

	31 12 2012	31 12 2011	Variazioni	% 2012/2011
Energia elettrica distribuita (GWh)	11.361	11.489	(128)	(1,1%)
Gas distribuito (Mmc)	2.010	2.011	(1)	(0,0%)
Gas trasportato (Mmc)	400	393	7	1,8%
Acqua distribuita (Mmc)	69	69	–	0,0%

L'energia elettrica distribuita nell'esercizio 2012 è stata pari a 11.361 GWh, sostanzialmente in linea rispetto all'anno precedente.

Nell'esercizio in esame, anche le quantità di gas distribuito e trasportato sono risultate in linea rispetto all'anno precedente e si sono attestate rispettivamente a 2.010 Mmc e 400 Mmc.

L'acqua distribuita è risultata pari a 69 Mmc (69 milioni di metri cubi al 31 dicembre 2011).

Il Gruppo EPCG ha complessivamente distribuito energia elettrica per 2.596 GWh, in linea rispetto al 31 dicembre 2011, come riportato nella tabella seguente:

EPCG	31 12 2012	31 12 2011	Variazioni	% 2012/2011
Energia elettrica distribuita (GWh)	2.596	2.564	32	1,2%

Dati economici

Millioni di euro	01 01 2012 31 12 2012	01 01 2011 31 12 2011	Variazioni
Ricavi	685	684	1
Margine Operativo Lordo industriale	252	259	(7)
Impatti normativi e regolatori	(10)	–	(10)
Margine Operativo Lordo	242	259	(17)
% su Ricavi	35,3%	37,9%	
Ammortamenti e Accantonamenti	(107)	(113)	6
Risultato Operativo Netto	135	146	(11)
% su Ricavi	19,7%	21,3%	
Investimenti	123	119	4

Al 31 dicembre 2012 i ricavi della Filiera Reti si sono attestati a 685 milioni di euro, di cui 74 milioni di euro attribuibili al Gruppo EPCG (684 milioni di euro al 31 dicembre 2011, di cui 68 milioni di euro attribuibili al Gruppo EPCG).

Il Margine industriale si è attestato a 252 milioni di euro, in riduzione di 7 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Tale andamento è sostanzialmente dovuto all'effetto di partite non ricorrenti di competenza di esercizi precedenti.

Nel Comparto della Distribuzione elettrica la Delibera 559/12 dell'AEEG ha modificato con effetto retroattivo le modalità di determinazione delle perdite di distribuzione. Sono stati pertanto stanziati minori ricavi per 10 milioni di euro, in attesa dell'esito del contenzioso amministrativo attualmente in corso.

Gli Ammortamenti e accantonamenti sono risultati pari a 107 milioni di euro, in linea rispetto all'anno precedente.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato operativo netto si è attestato a 135 milioni di euro (146 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Nelle aree di Milano e Brescia gli Investimenti, nell'esercizio in esame, sono risultati pari a 99 milioni di euro e hanno riguardato:

- nel comparto Distribuzione 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 (45 milioni di euro);
- nel comparto Distribuzione gas, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti relativi all'allacciamento di nuovi utenti, alla sostituzione di tubazioni in media e bassa pressione e dei contatori gas (41 milioni di euro);
- nel comparto Ciclo Idrico Integrato, interventi sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi sulle reti fognarie (13 milioni di euro).

Gli Investimenti realizzati dal Gruppo EPCG, pari a 24 milioni di euro, hanno invece riguardato interventi di sviluppo e mantenimento della rete di distribuzione elettrica, nonché interventi di sostituzione dei contatori.

Altri Servizi e Corporate

Di seguito si riporta una breve descrizione delle attività svolte in questo settore:

- **Corporate** ⁽³⁾: attività di indirizzo, coordinamento e controllo quali lo sviluppo del *business*, l'indirizzo strategico, la pianificazione e il controllo, la gestione finanziaria e il coordinamento delle attività del Gruppo; servizi centrali a supporto del *business* e delle attività operative (es. servizi amministrativi e contabili, legali, di approvvigionamento, di gestione del personale, di *information technology*, di comunicazione, etc.), erogati dalla capogruppo a fronte di appositi contratti di servizio *intercompany*;
- **Altri servizi**: attività relative a servizi di videosorveglianza, trasmissione dati, telefonia e accessi ad *internet*.

Oltre alle attività svolte direttamente da A2A S.p.A., sono incluse in tale ambito le società di seguito riportate:

Altri servizi e corporate	Società del Gruppo A2A consolidate
Altri servizi	- Selene - A2A Logistica
Corporate	- Aspem S.p.A. - EPCG

(3) Include la Direzione Generale Area Corporate e Mercato, lo *staff* della Direzione Generale Area Tecnico-Operativa e gli *staff* della Presidenza del Consiglio di Gestione e del Consiglio di Sorveglianza.

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2012 31 12 2012	01 01 2011 31 12 2011	Variazioni
Ricavi	250	237	13
Margine Operativo Lordo	(7)	(25)	18
% su Ricavi	(2,8%)	(10,5%)	
Ammortamenti e Accantonamenti	(31)	(30)	(1)
Risultato Operativo Netto	(38)	(55)	17
% su Ricavi	(15,2%)	(23,2%)	
Investimenti	30	28	2

Nell'esercizio in esame, i ricavi della Filiera Altri Servizi e Corporate sono risultati pari a 250 milioni di euro (237 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Il Margine Operativo Lordo evidenzia un miglioramento rispetto all'esercizio 2011 (+18 milioni di euro) principalmente attribuibile all'effetto di partite non ricorrenti registrate nel corso del 2012 ed ai minori costi della Corporate rispetto all'anno precedente.

Al miglioramento della marginalità, ha inoltre contribuito il settore Corporate della partecipata EPCG (+2 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011).

Gli Ammortamenti e accantonamenti del periodo si sono attestati a 31 milioni di euro, in linea rispetto all'anno precedente.

Al netto di Ammortamenti ed accantonamenti, il Risultato operativo netto è stato negativo per 38 milioni di euro (negativo per 55 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Gli Investimenti dell'esercizio, pari a 30 milioni di euro, hanno riguardato principalmente interventi sui sistemi informativi (24 milioni di euro), sulle reti di telecomunicazioni (2 milioni di euro) e sui fabbricati (1 milione di euro).

Rischi e incertezze

Rischi e incertezze

Il Gruppo A2A si è dotato di un processo di *assessment* e *reporting* dei rischi che si ispira alla metodologia dell'*Enterprise Risk Management del Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO report)* e che si propone di rendere la gestione dei rischi di *business* parte integrante e sistematica dei processi di *management*.

Nel 2011, la Consob ha provveduto ad aggiornare il Codice di Autodisciplina delle società quotate, introducendo la tematica della gestione dei rischi e le rispettive responsabilità, a tale riguardo, dei diversi Organi Societari. In particolare “... 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...” (art. 7.P.1). Già dal 2010, A2A S.p.A. ha definito un proprio modello dei rischi che tiene conto delle caratteristiche del Gruppo, della sua vocazione *multi-business* e del settore di appartenenza. La società ha avviato un piano di attività volto, da un lato, a sviluppare ulteriormente l'attuale modellizzazione dei rischi e, dall'altro, a consolidare nel processo le attività di gestione e mitigazione con l'obiettivo di sviluppare ulteriormente ed integrare nei processi aziendali le attività di gestione dei rischi.

Periodicamente viene effettuato il processo di *assessment* dei rischi che, attraverso il coinvolgimento di tutte le strutture aziendali, permette di determinare i rischi maggiormente rilevanti, i relativi presidi ed i piani di mitigazione. Nel 2012 il *risk-assessment* è stato caratterizzato dall'ampliamento del perimetro di Gruppo con particolare riferimento alla società Edipower S.p.A..

Di seguito si procede alla descrizione dei principali rischi e incertezze a cui il Gruppo è esposto, considerando i settori di attività in cui opera e le peculiarità del modello di *business* adottato.

Rischi finanziari

Rischio prezzo *commodities*

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

Annualmente, contestualmente all'approvazione del *Budget*, il Consiglio di Gestione di A2A S.p.A. definisce i limiti di rischio *commodity* del Gruppo, ossia il massimo livello di variabilità del risultato legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* energetiche.

Il Comitato Rischi, in coerenza con la *Energy Risk Policy*, vigila sul rispetto di tali limiti definendo, ove necessario, strategie di copertura volte a riportare il rischio entro i limiti stabiliti.

Il rischio di mercato viene gestito centralmente mediante un processo di *netting* sull'esposizione totale del portafoglio di Gruppo, costantemente monitorata.

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

Per un approfondimento sul rischio prezzo relativo alle *commodities* e sulle modalità di *governance* si rimanda al paragrafo "Altre informazioni" della Relazione finanziaria annuale consolidata.

Rischio di tasso di interesse

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

La politica di gestione del rischio tasso persegue l'obiettivo di limitare tale volatilità innanzi tutto attraverso l'individuazione di un mix equilibrato di finanziamenti a tasso fisso e a tasso variabile e inoltre attraverso l'utilizzo di strumenti derivati di copertura che limitino le fluttuazioni dei tassi di interesse.

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

Rischio di liquidità

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

Anche in considerazione del contesto di riferimento, caratterizzato da un'accresciuta volatilità e da potenziali situazioni di incertezza dei mercati finanziari, il Gruppo pone particolare attenzione al costante presidio del rischio di liquidità, garantendo il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie per far fronte agli impegni attesi per un determinato periodo temporale, nonché di un *liquidity buffer* sufficiente a far fronte agli impegni inattesi.

In tale ottica il Gruppo persegue anche una politica di diversificazione del profilo di scadenze del debito e delle fonti di finanziamento. A questo proposito si segnala l'adozione del Programma di Emissioni Obbligazionarie (*Euro Medium Term Note Programme*) fino ad un importo massimo di 2 miliardi di euro approvato dal Consiglio di Gestione il 19 settembre 2012, a valere sul quale è stata effettuata in data 28 novembre 2012 l'emissione di un prestito obbligazionario di importo pari a 750 milioni di euro della durata di sette anni, destinato a investitori istituzionali con obiettivi di *pre-financing* e di allungamento della durata media del debito.

Al 31 dicembre 2012 il Gruppo ha quindi a disposizione linee di credito *revolving committed* non utilizzate per 1.785 milioni di euro, finanziamenti a medio-lungo termine, già contrattualizzati e non ancora utilizzati, per un importo complessivo di 71 milioni di euro, nonché disponibilità liquide per complessivi 552 milioni di euro, di cui 301 milioni di euro a livello di Capogruppo, principalmente provenienti dall'emissione del prestito obbligazionario del 28 novembre 2012.

Rischio di default e covenants

La Capogruppo ha emesso prestiti obbligazionari pubblici per un valore nominale complessivo di 2.750 milioni di euro, di cui: 500 milioni di euro nell'ottobre 2003 e nel maggio 2004 aventi rispettivamente scadenza ottobre 2013 e maggio 2014; 1 miliardo di euro nel novembre 2009 con scadenza novembre 2016; 750 milioni di euro a novembre 2012 con scadenza novembre 2019.

Le obbligazioni emesse presentano *Terms and Conditions* in linea con il mercato per tale tipologia di strumenti di finanziamento.

Nei finanziamenti stipulati con la Banca Europea degli Investimenti (in particolare con riferimento a originari 100 milioni di euro con scadenza 2014-2016, 200 milioni di euro con scadenza 2023, 200 milioni di euro con scadenza 2025-2026, 95 milioni di euro con scadenza 2026 e 70 milioni di euro utilizzato per 30 milioni di euro con scadenza 2027) è prevista una clausola di *Credit Rating* nel caso di *rating* inferiore a BBB o equivalente livello. A seguito del *downgrade* a Baa3 effettuato dalla agenzia Moody's nel novembre 2012 sono stati avviati i colloqui con BEI come previsto dai contratti di finanziamento.

Si segnala, inoltre, che i contratti di finanziamento BEI di 200 milioni di euro con scadenza 2025, di 95 milioni di euro con scadenza 2026 e di 70 milioni di euro (utilizzato per 30 milioni di euro) con scadenza 2027 prevedono per la banca il diritto di invocare, previo avviso alla società contenente indicazione delle motivazioni, il rimborso anticipato del finanziamento in caso di mutamento di controllo della Capogruppo.

Il finanziamento sottoscritto dalla Capogruppo con Unicredit, intermediato BEI, da 85 milioni di euro a tasso variabile con scadenza giugno 2018 è prevista una clausola di *Credit Rating* che prevede l'impegno della società a mantenere per tutta la durata del finanziamento un *rating* pari ad "*investment grade*". Nel caso in cui tale impegno non venga rispettato è previsto il rispetto, su base annuale, di alcuni *covenants* relativi al rapporto tra indebitamento ed *equity*, tra indebitamento e MOL, tra MOL ed oneri finanziari.

La clausola di *Credit Rating*, in caso di *rating* inferiore ad *investment grade* (BBB-), è prevista anche nel finanziamento con Cassa Depositi e Prestiti di originari 200 milioni di euro con scadenza 2025.

Inoltre il prestito obbligazionario privato in yen avente scadenza 2036 – ed il derivato *cross currency swap* correlato - contengono una clausola di *Put right* a favore dell'investitore (e della controparte finanziaria del derivato) nel caso in cui il *rating* risulti inferiore a BBB- (*sub-investment grade*).

Per il finanziamento concesso nel maggio 2012 a Edipower S.p.A. e a Delmi S.p.A. di originari 1.196 milioni di euro a tasso variabile con scadenza maggio 2017, sono previsti *covenants* finanziari relativi al rapporto PFN/EBITDA, al *Debt Service Cover Ratio* ed al limite massimo di investimenti. Si segnala inoltre che tale finanziamento è assistito da pegno sulle azioni delle società Edipower S.p.A. e Delmi S.p.A..

Come sopra citato, il Gruppo AzA ha stipulato con diversi istituti finanziari alcune linee di credito *revolving committed* per un totale di 1.785 milioni di euro (di cui 1.735 milioni di euro stipu-

lati da A2A S.p.A.) che non sono soggette a *covenants*, ad eccezione della linea di credito *revolving* concessa ad Edipower S.p.A., pari a 50 milioni di euro (attualmente non utilizzata), per la quale sono previsti gli stessi *covenants* finanziari del finanziamento principale.

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 garanzie reali sui propri beni e su quelli delle sue controllate dirette, oltre una soglia specificatamente individuata; (ii) clausole di *cross default/acceleration* che comportano l'obbligo di rimborso immediato dei finanziamenti al verificarsi di gravi inadempienze; (iii) clausole che prevedono l'obbligo di rimborso immediato nel caso di insolvenza dichiarata di alcune società controllate direttamente.

Il finanziamento in capo alla controllata Abruzzoenergia S.p.A. è assistito da una garanzia reale (ipoteca) per un valore massimo di 264 milioni di euro.

Con riferimento alla controllata EPCG il finanziamento di 35 milioni di euro sottoscritto con EBRD (*European Bank for Reconstruction and Development*), utilizzato al 31 dicembre 2012 per 19,5 milioni di euro, prevede alcuni *covenants* finanziari che al 31 dicembre 2012 non risultano rispettati integralmente. Si segnala che è in corso la definizione di un accordo, che verrà formalizzato in tempi brevi con la banca finanziatrice, che prevede la sospensione degli effetti di tali *covenants* per un periodo di tempo da definire e con effetto retroattivo.

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

Rischi di contesto

Rischio normativo e regolatorio

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

A fronte di tali fattori di rischio, il Gruppo adotta una politica di monitoraggio e gestione del rischio normativo, al fine di mitigarne per quanto possibile gli effetti, attraverso un presidio articolato su più livelli, che prevede il dialogo collaborativo con le istituzioni e con gli organismi di governo e regolazione del settore, la partecipazione attiva ad associazioni di categoria ed a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti, nonché l'esame delle evoluzioni normative e dei provvedimenti dell'Autorità di settore.

È, inoltre, previsto un costante dialogo con le unità di *business* 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;
- l'evoluzione della disciplina del mercato dei Certificati Verdi;
- le tematiche oggetto del Terzo Pacchetto Energia dell'Unione Europea.

Per quanto attiene alle norme in materia di concessioni idroelettriche di grande derivazione, a quelle inerenti all'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas e dell'energia elettrica, alla riforma in corso del servizio idrico integrato, alla regolazione dei servizi pubblici locali di rilevanza economica e all'evoluzione della disciplina del mercato dei Certificati Verdi, si rimanda a quanto al riguardo indicato nella sezione relativa all'“Evoluzione normativa” della presente Relazione, per le diverse filiere.

In merito alla disciplina delle convenzioni CIP 6/92 e alle tematiche oggetto del Terzo Pacchetto Energia dell'Unione Europea, invece, quanto nel seguito indicato riprende per parte informazioni in quella sede riportate, integrando la trattazione onde fornire un quadro di riferimento più completo.

Evoluzione della disciplina delle convenzioni CIP 6/92

La Legge n. 99/2009 (cd. Legge Sviluppo) ha disposto che sulla base di proposte presentate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, secondo le modalità dalla legge stessa definite, il Ministero dello sviluppo economico definisca i criteri per l'aggiornamento, a partire dal 2009, del Costo Evitato di Combustibile, a conguaglio, su base annuale, e in acconto, su base trimestrale.

In attuazione delle previsioni contenute nella Legge sviluppo, con Delibera PAS 8/10 l'Autorità ha formulato le proprie proposte per la definizione da parte dell'Mse dei valori del Costo Evitato di Combustibile di conguaglio per l'anno 2009 (poi fissato con decreto Mse del 12 luglio 2010), mentre con Delibera PAS 9/10 ha proposto all'Mse le modalità di riferimento in ordine alle determinazioni di cui sopra, per i conguagli degli anni successivi al primo di attuazione delle

disposizioni di cui alla Legge Sviluppo (dunque a partire dal 2010) e per gli acconti trimestrali.

Nelle more dell'implementazione, da parte del Ministero, delle disposizioni di cui alla citata legge, con Decreto dell'8 giugno 2011 era stato fissato il valore di congruaggio della componente CEC per l'anno 2010, mentre con Decreto del 3 febbraio 2011 il valore di acconto della medesima, per il primo trimestre del 2011.

Sulla base di quanto segnalato dall'AEEG, con decreto del 20 novembre 2012 l'Mse ha infine adottato le nuove modalità per la determinazione della componente del prezzo di ritiro dell'energia elettrica prodotta da impianti in convenzione CIP 6 relativa al Costo Evitato di Combustibile (CEC), in applicazione a partire dal 1° gennaio 2010, e determinato il valore di congruaggio del CEC per il 2011.

Oltre alle proposte contenute nelle delibere dell'Autorità, le modalità recepiscono il parere n. 130/2011 del Consiglio di Stato, secondo cui “l'art. 30 comma 15 della Legge 23 luglio 2009, n. 99” deve “trovare applicazione anche in riferimento alle iniziative prescelte di cui all'art. 3, comma 7, della Legge n. 481/95”.

In attuazione di tale pronunciamento, il Ministero dispone infatti l'applicazione, anche per le iniziative prescelte, ai fini della quantificazione del prezzo di ritiro dell'energia prodotta, dei valori del consumo specifico ai fini del CEC adottati con il decreto per gli impianti entrati in esercizio negli anni a partire dal 1997.

Il GSE ha conseguentemente inviato agli operatori controparti di convenzioni di cessione in essere una nota con la quale, applicando i criteri di cui al predetto D.M., ha chiesto l'emissione di documentazione contabile per congruagliare gli incentivi già percepiti ma anche per rideterminare quelli da percepire in futuro. Le società interessate hanno peraltro provveduto all'impugnazione del D.M. e della correlata richiesta del GSE.

Con Deliberazione 535/2012/l/eeel, pubblicata nel mese di dicembre, in considerazione di quanto emerso a seguito dell'istruttoria sulla struttura di costo del mercato della vendita al dettaglio di gas naturale, l'Autorità ha peraltro prospettato una ulteriore revisione delle modalità di determinazione del CEC, con la quale, in particolare, propone al Ministero, in ordine alle future determinazioni che gli competono in materia, di “espungere” dal CEC (sia a congruaggio che in acconto per i singoli trimestri) la componente relativa al margine di commercializzazione all'ingrosso (CEC com) prevista dalla PAS 9/10, che l'AEEG considera già coperto dalla componente convenzionale relativa al valore della componente materia prima gas (CEC gas), le cui modalità di calcolo dovrebbero peraltro (secondo il parere dell'AEEG) essere riviste, in modo tale da ancorare la CEC gas all'andamento del prezzo del gas sul mercato del bilanciamento.

Nel caso di implementazione di tale proposta, resterebbe da determinare la data a decorrere dalla quale il Ministero sceglierà di dare attuazione a nuove modalità di determinazione del

CEC, che potrebbe essere antecedente l'inizio del 2013. In particolare, in considerazione di quanto scritto nella parte motiva del provvedimento, l'Autorità auspica che il provvedimento del Ministero determini l'applicabilità delle modalità proposte a partire dalla data di attivazione del mercato del bilanciamento gas a regime (aprile 2012).

Si rileva peraltro che nelle more dell'eventuale adozione, da parte del Ministero, di un decreto di recepimento del suddetto parere dell'Autorità, resta la possibilità che la valorizzazione del CEC secondo le modalità precedentemente approvate con il citato Decreto del 20 novembre 2012, risenta degli effetti dell'implementazione delle proposte contenute nel DCO 471/2012/R/gas del dicembre 2012 in merito alla revisione delle modalità di determinazione della componente CCI, a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso del gas naturale, delle condizioni economiche di fornitura del gas al mercato tutelato (si rimanda al riguardo a quanto segnalato nel paragrafo relativo alle condizioni economiche del servizio di tutela per i clienti finali gas, alla luce delle norme introdotte dal Decreto Legislativo n. 93/2011, di recepimento nel nostro ordinamento del Terzo Pacchetto Energia, di cui nel seguito).

Si ricorda che la Legge Sviluppo aveva inoltre stabilito la proposta ai produttori di meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92, al fine di una riduzione degli oneri di mantenimento delle suddette convenzioni.

La norma è stata per ora attuata con Decreto del 2 dicembre 2009, che si applica unicamente agli impianti alimentati da combustibili di processo o residui o recuperi di energia, e da assimilati alimentati da combustibili fossili, e con Decreto del 2 agosto 2010 sulla risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6 per circa 2.000 MW di impianti assimilati alimentati da fonti fossili.

Entrambi i decreti indicano le modalità di calcolo dei corrispettivi dovuti in caso di prosecuzione delle convenzioni fino alla scadenza e dei corrispettivi da erogare in caso di risoluzione anticipata, affidando al GSE l'incarico di verificare – come condizione essenziale per la risoluzione – che la differenza tra i due sia positiva e comporti quindi un risparmio in termini assoluti per i consumatori.

Le categorie di impianti per le quali sono ad oggi state emanate le disposizioni attuative della norma di cui nella Legge Sviluppo non comprendono pertanto gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e da rifiuti, per i quali si procederà all'attuazione del dispositivo con modalità da definire a seguito di ulteriori valutazioni da parte del GSE, del Ministero dello sviluppo economico e dell'AEEG.

Terzo Pacchetto Energia

Il 29 giugno 2011 è entrato in vigore il Decreto Legislativo n. 93/2011 di “Attuazione delle

Direttive del Terzo Pacchetto Energia” nn. 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle Direttive nn. 2003/54/CE e 2003/55/CE.

Si evidenziano nel seguito alcune tematiche trattate dalla norma per le quali è al momento possibile identificare profili di rischio per le attività del Gruppo.

Disposizioni relative al settore del gas naturale

Servizio di *Default*

Il sopra citato D.Lgs. n. 93/11 prevede all’art. 7 comma 4.c) che, qualora un cliente finale connesso alla rete di distribuzione si trovi senza un fornitore di gas naturale e non sussistano i requisiti per l’attivazione del Fornitore di Ultima Istanza, l’impresa di distribuzione territorialmente competente garantisca il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto per il periodo in cui non sia possibile la sua disalimentazione fisica, secondo modalità e condizioni definite dall’Autorità.

L’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas ha recepito normativamente le previsioni di cui sopra rispettivamente con le Delibere ARG/gas n. 71/11 e n. 99/11, istituendo in capo alle società di Distribuzione il Servizio di *Default* (SdD). L’entrata in vigore di tale servizio è stata poi rinviata con Deliberazione 166/2012/R/gas, provvedimento con il quale l’Autorità ha altresì definito, con decorrenza 1° maggio 2012, i meccanismi di copertura dei costi sostenuti dall’impresa di distribuzione in caso di intervento di interruzione dell’alimentazione del punto di riconsegna. A completamento della regolazione della disciplina, l’Autorità, con Deliberazione 352/2012/R/gas, ha definito le modalità di remunerazione del Servizio di *Default* e ha disposto l’entrata in vigore della stessa disciplina con decorrenza 1° gennaio 2013, prevedendo l’estensione dell’ambito di applicazione del Fornitore di Ultima Istanza ai clienti non disalimentabili, rimasti privi di un fornitore anche per motivi dipendenti dalla propria volontà, così come previsto dal recente D.M. del 3 agosto 2012.

Tuttavia, con sentenza del 29 dicembre 2012, il TAR Lombardia ha accolto i ricorsi presentati da diversi operatori attivi nella distribuzione di gas naturale (tra cui A2A Reti Elettriche S.p.A.) avverso le delibere dell’Autorità precedentemente citate. Secondo il Tribunale, infatti, il SdD così come strutturato dall’Autorità viola le norme europee e nazionali sulla separazione tra distribuzione e vendita. In particolare, è stata respinta la motivazione avanzata dall’Autorità secondo cui tale servizio sarebbe riconducibile a quello di bilanciamento della rete, dato che quest’ultimo “*non comprende la vendita del gas agli utenti finali, né l’assunzione da parte del distributore tenuto al bilanciamento degli oneri complessivamente riconducibili, sul piano*

organizzativo, commerciale e contabile, all'attività di fornitura".

A seguito del ricorso al Consiglio di Stato presentato dall'Autorità contro la sopra citata sentenza del TAR Lombardia, ed in attesa di un'organica revisione della materia da operarsi a valle del giudizio di appello avverso le sentenze di primo grado, il Regolatore ha intanto provveduto a fissare alcune procedure nel caso di assenza di relazioni valide per un determinato punto di consegna della rete di distribuzione.

Condizioni economiche del servizio di tutela

È tuttora in corso il contenzioso in merito alla Delibera ARG/gas 89/10, approvata nel mese di giugno 2010, con la quale l'AEEG ha modificato il metodo di aggiornamento del prezzo della fornitura gas per il servizio di tutela applicando un coefficiente riduttivo k alla componente indicizzata della QE (corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento). Tale revisione è stata peraltro confermata dalla Delibera ARG/gas 77/11, la quale ha disposto la proroga fino al 30 settembre 2012 del meccanismo previsto dalla Delibera ARG/gas 89/10, sebbene il valore del coefficiente k sia stato modificato (da 0,925 a 0,935). L'udienza di merito in relazione a tale contenzioso è prevista per il 29 gennaio 2013. A tale proposito si segnala che il Consiglio di Stato, con Sentenza n. 5144/2012, è intervenuto in materia di tariffe di fornitura gas ritenendo pienamente legittimo l'operato dell'AEEG in occasione dell'emanazione della Delibera n. 79/07, smentendo quindi la sentenza del TAR Lombardia che aveva, invece, ritenuto le misure regolatorie introdotte dall'AEEG non rispettose del principio di proporzionalità.

A valle del susseguirsi di numerosi interventi operati dall'AEEG in materia di definizione delle condizioni economiche del servizio di tutela gas, si segnala, infine, che nel mese di dicembre 2012 è stato diffuso un documento per la consultazione (DCO 471/2012/R/gas) il quale, sulla base degli esiti dell'istruttoria conoscitiva relativa alle condizioni di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso delle società di vendita svolta nel mese di luglio, ha prospettato ulteriori interventi in materia già nel corso dell'attuale anno termico. Con le modifiche prospettate nel DCO l'Autorità intende sostituire le attuali modalità di determinazione della componente CCI, calcolata sulla base del costo medio efficiente sostenuto dai soggetti importatori che si approvvigionano mediante contratti *take or pay* indicizzati in ragione dei prodotti petroliferi (*oil-linked*), con modalità di calcolo innovative a partire dal costo medio efficiente di approvvigionamento con riferimento ai prezzi che si realizzano sul mercato all'ingrosso, che esprime prezzi allineati agli oggi più convenienti mercati *spot*. Tale componente sarà poi affiancata da un meccanismo di assicurazione dai rischi di volume e di prezzo.

Gli interventi prospettati determinerebbero, già a partire dal mese di aprile 2013, una riduzione dei prezzi applicati ai clienti serviti in regime di tutela del 6-7%.

Disposizioni relative al settore dell'energia elettrica

Disciplina del marchio

Le disposizioni di cui all'art. 41 del D.Lgs. n. 93/11 prevedono che le politiche di comunicazione e marchio relative all'attività di vendita ai clienti del mercato libero o ai clienti del mercato della maggior tutela non creino confusione tra i rami d'azienda ovvero tra le società che svolgono le suddette attività.

In particolare, è previsto che le informazioni commercialmente sensibili concernenti ciascuna attività siano divulgate in modo non discriminatorio.

Infine, è esplicitato che, nel caso in cui una stessa società eserciti entrambe le attività, l'AEEG adotti i provvedimenti necessari per impedire alla stessa di trarre vantaggio competitivo dalla disponibilità dei dati relativi alle diverse utenze, sia nei confronti dei clienti finali sia “sotto il profilo delle valutazioni che la stessa Autorità effettua in materia di qualità del servizio”, rispetto ad un assetto societario in cui le due attività siano affidate a due società diverse dello stesso Gruppo.

Poteri conferiti all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

Il Decreto n. 93/11 introduce, altresì, la facoltà per l'impresa destinataria di provvedimenti sanzionatori da parte dell'AEEG di presentare impegni utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme di cui si contesta la violazione.

A tal proposito con Delibera ARG/com n. 136/11 l'AEEG ha avviato un procedimento per l'adozione del nuovo regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori di sua competenza e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni. Tale procedimento, che ha visto anche la pubblicazione del DCO n. 75/2012/R/gas, si è concluso con l'emanazione della Delibera n. 243/2012/E/com con cui l'Autorità ha definito le procedure di accertamento delle violazioni, e di irrogazione delle relative sanzioni, nonché le modalità di adozione dei provvedimenti connessi.

Rischi operativi

Rischio di interruzioni di *business*

In tutte le filiere 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 accentuati 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 su tutte le filiere 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 di Gruppo prevede l'adozione e il continuo aggiornamento, in linea con le *best practice* di settore, di procedure di manutenzione programmata, sia ordinaria che preventiva, volta a prevenire potenziali criticità, individuate 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 e i tecnici provenienti da Edipower S.p.A. porterà ad un rafforzamento delle competenze relative alle analisi 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.

Nel corso del 2012 è proseguito il percorso di miglioramento finalizzato a mitigare ulteriormente il rischio di interruzione dei servizi. Tale processo è stato caratterizzato da investimenti che hanno riguardato sia gli asset del Gruppo, attraverso interventi mirati sugli impianti e sulle reti che risultano critiche, sia lo sviluppo delle interconnessioni tra reti di trasmissione per evitare rischi di congestione. In un'ottica di prevenzione di potenziali eventi di guasto, sono state estese a tutti i gruppi turbogas, inclusi i gruppi di Edipower S.p.A., le modifiche impiantistiche effettuate su un impianto del Gruppo a seguito di un episodio di temporanea indisponibilità causato da un difetto di progettazione.

Grazie all'avvio del *pooling* sui ricambi critici, al monitoraggio ed eventuale reintegro delle scorte di ricambi a magazzino degli impianti ed al costante aggiornamento della documentazione procedurale a supporto dell'operatività, il processo per la gestione in sicurezza degli

impianti termoelettrici risulta nel complesso ben presidiato. A tal proposito è stato avviato, in un'ottica di continuo miglioramento, un progetto di creazione di un magazzino ricambi “virtuale”, che consentirà, attraverso un adeguato sistema informativo, la mappatura del numero e dell'ubicazione dei ricambi disponibili per tutte le centrali del Gruppo.

A presidio dei rischi derivanti dalle necessarie e frequenti fermate ed avviamenti degli impianti termoelettrici, dovuti alle attuali condizioni del mercato dell'energia, è stata effettuata una rinegoziazione dei contratti di manutenzione al fine di adeguare il numero di fermate ed avviamenti massimi annui coperti dagli stessi contratti.

Con riferimento alla Filiera Ambiente sono in essere specifiche attività e strumenti di monitoraggio a prevenzione del possibile manifestarsi del rischio di interruzione dei servizi di conferimento 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.

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 e il coordinamento centralizzato delle fermate programmate per manutenzione.

Per quanto riguarda le reti di distribuzione, sono presenti strumenti tecnici di sicurezza e *contingency plan* in caso di eventi naturali particolarmente critici quali, ad esempio, eventi sismici o climatici.

Il Gruppo è attivo in progetti riguardanti lo sviluppo della rete elettrica in ottica “*smart grid*”, ovvero una rete “intelligente” con la quale è possibile scambiare informazioni sui flussi di energia e gestire in modo più efficiente i picchi di richiesta, riducendo il rischio di interruzioni. In particolare, è in atto un progetto che permetterà il miglioramento della gestione remota (telecontrollo) attraverso l'aumento dell'efficacia dei sistemi di comunicazione. Un progetto più ampio riguarderà lo sviluppo di sistemi di telecomunicazione in grado di gestire gli scambi informativi tra produttore e consumatore di energia elettrica, anche per consentire alla rete maggiore capacità di gestire la crescente presenza di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili. Nel teleriscaldamento sono state sperimentate con successo modalità operative di modulazione dei consumi della clientela in determinate fasce orarie, volte ad evitare eccessivi picchi di utilizzo della potenza installata, con conseguenti possibili criticità per il funzionamento ottimale delle reti.

Infine, per coprire i rischi residui il Gruppo ha stipulato polizze assicurative a copertura dei danni diretti e indiretti che potrebbero manifestarsi.

Rischio ambientale

I rischi collegati al verificarsi di eventi che possono provocare effetti sull'ambiente o sulla salute della popolazione residente nelle zone di influenza delle attività del Gruppo (ad esempio, per smaltimento di residui di produzione, emissioni a seguito dei processi produttivi, gestione delle attività di raccolta e smaltimenti rifiuti) sono oggetto di crescente attenzione da parte degli Organi regolatori pubblici e di una legislazione sempre più stringente.

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

Nel corso del 2012 è proseguito il processo di aggiornamento del Modello di Organizzazione e Gestione 231 con riferimento all'introduzione dei reati ambientali. È stato, inoltre, effettuato un riassetto, sia organizzativo che procedurale, della Direzione Ambiente, Salute e Sicurezza, al fine di ottimizzarne i processi per renderli sempre più aderenti alle caratteristiche del *business* di Gruppo, a supporto di un presidio sempre più rivolto all'operatività.

L'implementazione operativa della politica adottata avviene attraverso il ricorso a 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 la gestione della certificazione EMAS sui principali impianti. Gli impianti di Edipower S.p.A. sono certificati UNI EN ISO 14001 e sono, ad oggi, tutti in possesso della certificazione EMAS. Allo scopo di giungere ad un unico modello è in atto, e in fase di completamento, un'attività che permetterà a tutte le società operative del Gruppo di riferirsi ad un unico sistema di gestione integrato di Qualità, Ambiente e Sicurezza.

Per monitorare e prevenire eventuali comportamenti non conformi alle procedure ambientali stabilite per le società operative del Gruppo, sono stati istituiti dei 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. In linea con la prassi del Gruppo, anche la società Edipower S.p.A. pubblica annualmente il Rapporto di Sostenibilità asseverato.

Rischi di *information technology*

Le attività del Gruppo A2A sono gestite attraverso complessi sistemi informativi che supportano i principali processi aziendali, sia operativi che amministrativi e commerciali. L'inadeguatezza 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 Direzione *Information & Communication Technology*.

Nel corso del 2012, è proseguito all'interno del Gruppo il percorso di integrazione e consolidamento dei sistemi informativi, definito sulla base dei cambiamenti degli assetti societari intervenuti negli esercizi precedenti. A rafforzamento del percorso intrapreso, che ha visto nel 2012 l'integrazione su un'unica piattaforma dei sistemi a supporto della distribuzione, è pianificato un programma di evoluzione dei principali sistemi informativi a supporto delle attività amministrative e commerciali, onde perseguire l'aggiornamento della piattaforma di riferimento per aumentarne ulteriormente il grado di affidabilità e integrazione. L'ingresso nel Gruppo di Edipower S.p.A. richiederà un ulteriore processo di integrazione dei sistemi, che consentirà di sfruttare al meglio tutte le possibili sinergie e di ottenere un'infrastruttura informatica sempre più efficiente ed integrata.

Per mitigare i potenziali rischi di interruzione delle attività di *business* sui processi ritenuti stra-

tegici, AzA si è dotata di infrastrutture tecnologiche ridondate, in grado di garantire la continuità del servizio in caso di possibili guasti o eventi non previsti. Il Gruppo dispone di un sistema di *Disaster Recovery* che assicura la continuità del servizio e dei dati su un CED (Centro Elaborazione Dati) alternativo la cui efficienza è soggetta a verifiche periodiche. A miglioramento del presidio il Gruppo ha completato il mutuo *recovery* dei CED aziendali tra Milano e Brescia.

In considerazione della rilevanza delle attività svolte quotidianamente sulla Borsa Elettrica, particolare attenzione è prestata al presidio dei sistemi di interfacciamento con il Mercato. Tali sistemi sono ridonati e sottoposti a specifiche procedure di gestione e manutenzione, finalizzate a proteggerne la stabilità. Nel corso del 2012 è stato sviluppato uno specifico presidio, attivo 24 ore su 24, a supporto delle attività di *trading*.

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

Ad ulteriore presidio di questa specifica problematica di rischio, il Gruppo esegue annualmente *vulnerability assessment* sia interni che esterni. Per il 2013 è previsto un intervento di aggiornamento delle *policy* operative per l'accesso alle informazioni e ai dati ed il progressivo passaggio ad *Active Directory* per tutti i *software* aziendali che lo consentono.

Per quanto riguarda Edipower S.p.A., in ambito sicurezza delle informazioni è presente, quale presidio organizzativo, una "Piattaforma della sicurezza". Inoltre, in relazione alla disponibilità dei dati, è operativo un ambiente di *datawarehouse* ed un'applicazione di accesso ai dati strutturata; con riferimento all'integrità delle informazioni, sono presenti soluzioni di *Disaster Recovery* e modelli di ridondanza dei dati certificati.

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 Edipower S.p.A., oltre alla consueta attività di *audit* di sicurezza, nel corso del 2011 è stato completato l’iter per l’adozione del Sistema di Gestione della Sicurezza secondo quanto previsto dalla specifica norma di riferimento BS OHSAS 18001/2007, ottenendo la relativa Certificazione OHSAS 18001 per tutte le unità produttive.

Al fine di armonizzare gli obiettivi di sicurezza e protezione all’interno delle società del Gruppo e di monitorare il rispetto di tali norme anche da parte delle ditte appaltatrici, sia in fase di pre-qualifica che in fase di esecuzione dei lavori sui cantieri, è stata costituita una struttura centrale del Servizio di Prevenzione e Protezione nell’ambito della Direzione Ambiente, 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.

Nel 2012 sono state riviste le linee guida che definiscono le modalità di individuazione dei ruoli in materia di sicurezza e i relativi organigrammi. Infine, è presente un programma di sorveglianza sanitaria dei dipendenti, attraverso l’ausilio di un’*equipe* di Medici Competenti dislocati territorialmente, che effettuano valutazioni periodiche dello stato di salute del personale.

A supporto del processo di miglioramento continuo della sicurezza è stato avviato un progetto di affinamento del Sistema di diffusione dell’informazione su incidenti e infortuni. Tale progetto prevede la predisposizione di un reportistica periodica che, attraverso indicatori specifici ed informazioni sempre più dettagliate, fornisca un supporto nell’individuazione delle cause e delle azioni correttive e di mitigazione di incidenti ed eventi infortunistici.

Maggiori informazioni sulla gestione della salute e sicurezza nei luoghi di lavoro sono disponibili, con indicatori di *performance* e ulteriori dettagli, nell’annuale Bilancio di Sostenibilità del Gruppo A2A.

Gestione responsabile
per la sostenibilità

Risorse umane e relazioni industriali

Al 31 dicembre 2012 i dipendenti del Gruppo erano in totale 12.563, di cui 2.655 del Gruppo EPCG, con un aumento di 840 unità rispetto al 31 dicembre 2011. Al netto dell'incremento di 1.007 unità da ricondurre al consolidamento della società Edipower S.p.A., si è registrata nell'anno, a parità di perimetro, una riduzione di 167 addetti, pari all'1,4% dei dipendenti al 31 dicembre 2011.

Essendo Edipower S.p.A. consolidata dal giugno 2012, il costo del lavoro ha registrato un corrispondente incremento per i soli 7 mesi successivi. Il costo del lavoro medio unitario, per i dipendenti del perimetro nazionale, è aumentato dell'1,2% rispetto al consuntivo 2011, principalmente in relazione agli automatismi contrattuali (rinnovi CCNL e scatti di anzianità).

Con riferimento alle Relazioni Industriali, relativamente all'anno 2012 si segnala che:

- è stato sottoscritto l'accordo nazionale sul Premio di Risultato per l'anno 2012 valido per l'intero Gruppo A2A ad esclusione della Filiera Ambiente. L'accordo prevede, oltre all'obiettivo di redditività legato all'Ebitda di Gruppo, obiettivi di produttività misurati su singola società e/o business;
- è stato sottoscritto l'accordo sul Premio di Partecipazione per l'anno 2012 per le società del Gruppo Ecodeco, che prevede obiettivi di redditività legati all'Ebitda del Gruppo Ecodeco e all'Ebitda del Gruppo A2A, oltre ad obiettivi di produttività e qualità;
- si è proseguito nell'opera di potenziamento dei sistemi di videosorveglianza a tutela del patrimonio aziendale e delle apparecchiature tecnologiche, attraverso la sottoscrizione di verbali di accordo;
- è stata conclusa la procedura ex art. 47 della Legge n. 428/1990 inerente il trasferimento di ramo d'Azienda "Gestione credito relativo alla vendita ai clienti finali di energia elettrica e gas naturale" da A2A S.p.A. a A2A Energia S.p.A., volta ad ottenere il consolidamento e la totale integrazione in A2A Energia S.p.A. di tutte le attività di gestione del ciclo di vita del cliente ed a conseguire un miglioramento in termini di efficacia e di efficienza delle attività gestite, grazie alla maggiore integrazione dei processi operativi e dei flussi informativi tra strutture organizzative prima allocate in diverse società.

Inoltre, è proseguito il confronto con le Organizzazioni Sindacali sulle tematiche contenute nei contratti integrativi aziendali, anche attraverso la costituzione di specifici gruppi di lavoro e di commissioni bilaterali, oltre che su tutte le tematiche di armonizzazione dei diversi trattamenti che interessano le varie realtà del Gruppo A2A.

Successivamente alla chiusura dell'esercizio, nel mese di febbraio 2013 si è svolto un incontro tra i rappresentanti di A2A e le Segreterie Nazionali delle Organizzazioni Sindacali durante il quale sono state illustrate le linee di sviluppo industriale e finanziario previste nel Piano Economico e Finanziario 2013–15, approvato lo scorso 8 novembre dal Consiglio di Gestione e dal Consiglio di Sorveglianza di A2A. Il Piano prevede interventi volti a contenere la dinamica del costo del lavoro, anche mediante il ricorso a idonei ammortizzatori sociali per il personale di alcuni siti termoelettrici dove il livello di utilizzo degli impianti ha raggiunto livelli inferiori al 25%, nonché per il personale delle Filieri Reti e Corporate. La volontà dell'azienda è di arrivare a identificare, di comune accordo con i rappresentanti delle Organizzazioni Sindacali, modalità gestionali tali da ridurre al minimo l'impatto sociale di queste iniziative.

Nel 2012 il Gruppo ha sottoscritto la Carta per le Pari Opportunità e l'Uguaglianza sul Lavoro, documento a cui, ogni anno, aderiscono numerose aziende che sostengono la lotta alla discriminazione sul luogo di lavoro. Il documento è nato da un'iniziativa di gruppi di imprese europee, recepita a livello nazionale attraverso un Comitato Promotore sostenuto dal Ministero del Lavoro, della Salute e delle Politiche Sociali e dal Ministero per le Pari Opportunità.

Per quanto attiene alle attività formative a favore dei dipendenti del Gruppo, al 31 dicembre 2012 sono state erogate oltre 123.000 ore di formazione ⁽¹⁾ con 20.742 partecipazioni. In particolare circa 57.000 ore sono state dedicate alla sicurezza dei lavoratori, oltre 35.000 ai temi tecnici, e circa 17.000 ore alla formazione su temi manageriali. Nel primo semestre 2012 è stata inoltre avviata la formazione al ruolo, con un contenuto in parte manageriale e in parte tecnico, per circa 1.900 ore.

A2A si è dotata di un sistema di *Performance Management* coinvolgendo in modo progressivo fasce sempre più ampie di popolazione aziendale. Nel 2009 è stato avviato il processo che ha portato nel 2012 alla valutazione di tutti i dirigenti, quadri e impiegati delle società del Gruppo (ad esclusione di Camuna Energia).

(1) I dati della formazione non includono Edipower S.p.A. ed il Gruppo EPCG.

Il sistema di *Performance Management* di A2A ha cadenza annuale e si differenzia, dal punto di vista del processo e delle aree di valutazione, in base alla popolazione di riferimento. Lo strumento valuta e indirizza tre fondamentali componenti dell'agire organizzativo delle persone:

- i risultati raggiunti individualmente, rispetto agli obiettivi assegnati (solo per dirigenti, responsabili di altre persone, quadri);
- i comportamenti tenuti dalle persone rispetto a una mappa di competenze rilevanti per il ruolo occupato; competenze che rispecchiano i Valori aziendali, tra cui la Sostenibilità;
- il piano personale di miglioramento, che identifica i personali traguardi di miglioramento delle competenze possedute e le azioni di apprendimento necessarie.

Le persone coinvolte nel ruolo di valutatori dal sistema di *Performance Management* hanno ricevuto un'adeguata formazione, sia sul modello adottato dal Gruppo sia sulla valutazione delle competenze e sul colloquio di *feedback*. Nel 2012 sono stati coinvolti nella formazione i responsabili di nuova nomina per un totale di 847,5 ore (57 partecipazioni).

In merito alla comunicazione con il personale, in A2A vengono utilizzati principalmente due canali: l'*house organ* "inadueà" e la rete *intranet*.

Nel 2012 sono stati pubblicati 4 numeri dell'*house organ* "inadueà", che tratta dei progetti, dei prodotti e delle innovazioni tecnologiche del Gruppo, valorizzando le esperienze professionali e il lavoro delle persone che operano nelle diverse società e realtà territoriali. Il periodico viene recapitato in formato cartaceo per posta a tutti i collaboratori (una versione *web* è disponibile nella *intranet* aziendale, alla sezione "Comunicazione") e la diffusione supera le 10mila copie.

Il portale *intranet* cww.a2a.eu ha consolidato la sua funzione di divulgazione di nuovi sistemi informativi messi a disposizione dei dipendenti grazie ad un costante aggiornamento della sezione dedicata. Nel 2012 si è avuto un incremento del 21% del numero di visitatori e del 43% del numero di visite rispetto al 2011.

Responsabilità sociale e relazioni con gli *stakeholder*

Il Gruppo A2A ha nella “sostenibilità” uno dei suoi valori fondanti, che si concretizza nella capacità di generare e distribuire valore in modo duraturo ed armonico, conciliando le esigenze dei diversi soggetti con i quali interagisce (i cosiddetti *stakeholder*): investitori, lavoratori, comunità locali, fornitori, clienti, istituzioni, ecc.. L’impegno per la sostenibilità si concretizza anche attraverso l’adozione di sistemi di gestione certificati negli ambiti della qualità, dell’ambiente e della sicurezza.

Nel 2012 il Gruppo A2A ha pubblicato il quarto Bilancio di Sostenibilità (relativo all’esercizio 2011), ovvero lo strumento con il quale dal 2008 rende conto ai principali interlocutori delle proprie *performance* in termini di sviluppo sostenibile sotto il profilo ambientale, economico e sociale. Il documento è stato redatto secondo i principi internazionalmente riconosciuti dello standard GRI (*Global Reporting Initiative*), integrati dalle linee guida del supplemento delle *Utility* del Settore Elettrico, ottenendo il livello di conformità B+ (verificato da una società terza indipendente).

Grazie al proprio impegno nella sostenibilità A2A ha ottenuto nel corso dell’anno alcuni significativi riconoscimenti. A ottobre ha ricevuto il **Premio “Top Utility Award”** per la Sostenibilità, per gli ottimi risultati mostrati in ambito di CSR (*Corporate Social Responsibility*, in particolare per l’efficienza dei processi produttivi, per l’impegno dimostrato nei confronti dei propri dipendenti, per l’attenzione verso le tematiche ambientali e sociali (nessuna sanzione per violazioni ambientali, accuratezza del Bilancio di Sostenibilità). È stata inoltre inserita tra le **“Buone Prassi Lombarde”**, riconoscimento promosso dalle Camere di Commercio della Lombardia per segnalare le imprese che scelgono di comunicare in modo trasparente i loro comportamenti di responsabilità sociale e il modo in cui attuano le migliori prassi aziendali. A2A è stata segnalata in particolare per progetti legati alla sostenibilità ambientale, alla qualità del lavoro e alla relazione con il personale, oltre che per iniziative a favore della comunità e del territorio.

Al fine di definire i nuovi obiettivi di sostenibilità per i prossimi anni, a novembre 2012 il Gruppo A2A ha lanciato una campagna di coinvolgimento dei propri *stakeholder* con un messaggio semplice e diretto: “Sostenibilità. Ascoltare per migliorare”. Con questa campagna A2A ha

invitato tutti i suoi interlocutori (clienti, fornitori, dipendenti, investitori, rappresentanti delle istituzioni e in generale persone interessate alle sue attività) a partecipare all'individuazione dei temi sociali, economici e ambientali sui quali il Gruppo dovrà maggiormente impegnarsi. Al centro dell'operazione, un questionario *online* attraverso il quale gli *stakeholder* hanno potuto dare un voto all'impegno di A2A per la sostenibilità ed esprimere le proprie preferenze su obiettivi concreti, che vanno dallo sviluppo delle fonti rinnovabili alla sicurezza sul lavoro, dalla distribuzione di ricchezza sul territorio all'educazione ambientale.

Con riferimento alle principali "famiglie" di *stakeholder*, si fornisce di seguito una sintesi dei fatti più significativi che hanno connotato l'attenzione alla sostenibilità del Gruppo A2A nel corso del 2012.

Azionisti

- A2A S.p.A. è stata ammessa nel *Carbon Disclosure Leadership Index 2012*, l'indice che raggruppa le prime 10 aziende del *FTSE Italy* che hanno dimostrato maggiore trasparenza e completezza nella comunicazione di dati e informazioni riguardanti il cambiamento climatico. L'indice costituisce uno strumento di valutazione per gli investitori istituzionali e per tutti i soggetti interessati a meglio conoscere le *performance* delle aziende non solo sotto il profilo economico ma anche sotto il profilo della sostenibilità ambientale.
- Anche per il 2012 A2A S.p.A. è stata inserita nell'indice *ECPI Ethical EMU Equity*, che valuta le prime 150 compagnie quotate nel mercato EMU (*Economic and Monetary Union*) in base a requisiti di sostenibilità, secondo una serie di indicatori che prendono in considerazione aspetti di carattere ambientale, sociale e di *corporate governance*. A2A S.p.A. è presente nell'indice dal 2008.
- A giugno è iniziata la diffusione di "Lettera azionisti", *newsletter* trimestrale del Gruppo dedicata ad azionisti e investitori per conoscere più da vicino le cifre, i fatti, i progetti industriali e le notizie economico-finanziarie di A2A.

Clienti

- A maggio 2012 è stato lanciato "Chiaraz2a", il nuovo programma di vantaggi per i clienti domestici di A2A Energia S.p.A. e dei marchi commerciali ASMEA, BAS Omniservizi e Tidonergie. Il programma, completamente gratuito, consente ai clienti iscritti di accumulare punti convertibili in buoni spesa, in funzione di alcuni comportamenti virtuosi (adesione alla bolletta *online*, domiciliazione bancaria, sottoscrizione di nuovi contratti elettricità e gas a mercato libero, ecc.) e di usufruire di sconti per lo shopping e il tempo libero.
- A2A Energia S.p.A., avvalendosi dell'esperienza e della collaborazione di 17 associazioni di consumatori (ACU-Associazione Consumatori Utenti, Adiconsum, Adoc, Adusbef, Altroconsumo, Assoutenti, La Casa del Consumatore, Cittadinanzattiva, Codacons, Codici,

Confconsumatori, Coniacut, Federconsumatori, Lega Consumatori, Movimento Consumatori, Movimento Difesa del Cittadino, Unione Nazionale Consumatori), ha messo a punto una “Guida alla lettura della bolletta”, un documento semplice ma dettagliato, improntato alla chiarezza e alla massima trasparenza verso i clienti. La guida è disponibile in sei lingue: inglese, francese, spagnolo, arabo, cinese e romeno.

- A febbraio 2012 anche la controllata Aspem Energia S.r.l. ha aderito all’accordo sulle “Pratiche commerciali scorrette” già siglato da A2A S.p.A. con cinque associazioni di consumatori: ACU-Associazione Consumatori Utenti, Casa del Consumatore, Codici, Lega Consumatori e Coniacut. Obiettivo dell’accordo è tutelare e informare i clienti, con campagne di comunicazione e iniziative dedicate, in merito alla diffusione di pratiche commerciali scorrette ed ai potenziali rischi e costi per l’utenza (gestione dell’attivazione e passaggio di fornitura), definendo linee guida per una corretta redazione dei contratti e attivando un costante monitoraggio dei casi segnalati o rilevati.
- Per i clienti non vedenti è stata elaborata una nuova tipologia di “bolletta in braille”, disponibile da fine maggio 2012, che consente la contestuale lettura nero/braille (nelle precedenti bollette per non vedenti i testi in braille erano separati da quelli in nero).
- La nuova App denominata “PULlamo”, realizzata da A2A S.p.A. e scaricabile gratuitamente su smartphone e tablet, aiuta i cittadini di Milano, Bergamo, Brescia e Varese a mantenere pulite le proprie città, comunicando direttamente con le società del Gruppo che ne curano i servizi di igiene ambientale (AMSA per Milano, APRICA per Bergamo e Brescia, ASPEM per Varese). L’App è ricca di servizi pensati per semplificare al massimo la raccolta differenziata e il riciclo dei rifiuti, nonché per promuovere la collaborazione tra cittadino e azienda al fine di migliorare la pulizia e il decoro urbani.

Dipendenti

- Nei primi mesi del 2012 è stato esteso alle società non ancora incluse (ASPEN, ASPEN Energia, Gruppo Ecodeco, Partenope Ambiente, Varese Risorse) il processo di valutazione di tutti i dirigenti, quadri e impiegati del Gruppo A2A introdotto nel 2011.
- Al fine di semplificare e rendere omogenei i flussi di comunicazione, nel corso dell’anno è stato completato il processo di migrazione dei contenuti della rete Intranet di AMSA in quella di Gruppo. Tutte le informazioni organizzative, di servizio, gli aggiornamenti sull’attualità e i servizi *online* utili per i dipendenti sono ora disponibili su cww.a2a.eu.
- Il progetto pilota ICT applicato alla nuova sede Ecodeco di Cascina Darsena (Giussago, PV) si è aggiudicato il “Premio Collaborazione e Comunicazione Unificata”, categoria “Public Sector” promosso dal Forum UCC (*Unified Collaboration & Communication*). In particolare, il premio ha inteso riconoscere ad A2A: il carattere innovativo dei servizi disponibili per tutti i dipendenti con qualunque terminale (inclusi *mobile* e *tablet*), il livello di utilizzo diffuso in tutta l’organizzazione, i risvolti ecologici (riduzione viaggi, costi, consumi di carta e toner), la sperimentazione del telelavoro.

- Grazie alle donazioni dei dipendenti del Gruppo A2A, che hanno destinato una quota del loro stipendio di luglio, sono stati raccolti circa 105 mila euro a favore delle popolazioni terremotate dell'Emilia Romagna e della provincia di Mantova. Uguale somma è stata stanziata dal Gruppo, che ha così portato la raccolta finale a quota 210 mila euro.

Comunità

- Da febbraio a maggio 2012 è andato in onda il programma televisivo “Conoscere l'energia”, quarta edizione della sfida televisiva tra ragazzi delle scuole primarie e secondarie di Brescia sui temi dell'efficienza energetica, promossa da A2A S.p.A. in collaborazione con l'emittente Teletutto. L'iniziativa è stata segnalata tra i migliori progetti per l'ambiente nel corso del *Sodalitas Social Award*, evento annuale organizzato dalla Fondazione Sodalitas, impegnata nel campo della sostenibilità e della responsabilità sociale d'impresa.
- Nell'agosto 2012 A2A S.p.A. ha siglato un accordo con il Comune di Monfalcone per l'istituzione di un tavolo tecnico ambientale, che ha tra i suoi obiettivi il coordinamento e la promozione delle attività necessarie alla valutazione dello stato ambientale del comprensorio e delle ricadute dell'attività della Centrale di Monfalcone sulla qualità della vita dei cittadini. In base all'accordo A2A si è anche impegnata a fornire tutte le informazioni riguardanti gli effetti ambientali connessi al funzionamento dell'impianto. Il tavolo è composto da rappresentanti di A2A e di istituzioni locali quali: Amministrazione Comunale, Regione Friuli Venezia Giulia, Provincia di Gorizia, ARPA e ASL.
- A settembre 2012, con l'inizio dell'anno scolastico, è ripartito il “Progetto Scuola A2A”; rivolto alle scuole dei territori dove il Gruppo è presente. Il Progetto prevede svariate iniziative, fra cui la distribuzione di un poster-calendario dedicato all'ambiente e alle fonti di energia e l'organizzazione di visite agli impianti industriali del Gruppo A2A (termovalorizzatori, impianti di trattamento/smaltimento rifiuti, centrali di cogenerazione, centrali termoelettriche e idroelettriche, impianti del ciclo idrico, ecc.). A tutti gli studenti e agli insegnanti che visitano i siti dell'azienda, A2A offre dallo scorso anno scolastico l'iscrizione gratuita al FAI (Fondo Ambiente Italiano).
- Presentate le “Linee guida per la redazione dei Bilanci di Sostenibilità nel settore delle *utility*” elaborate dall'Ordine dei Dottori Commercialisti di Milano, con la collaborazione di A2A S.p.A.. L'elaborato finale è stato presentato in un *workshop* a Milano nel marzo 2012 con l'obiettivo di promuovere la diffusione della cultura della sostenibilità nelle piccole e medie imprese, di avvicinare gli associati a questa tematica e di preparare i commercialisti ad assumere un ruolo professionale rilevante anche nella rendicontazione ambientale e sociale delle aziende assistite.

Responsabilità ambientale

La Politica Ambientale di Gruppo e le Politiche Ambientali di settore esplicitano i principi su cui si basa l'intero Sistema di Gestione Ambientale.

Nel Gruppo A2A il Sistema di Gestione Ambientale è finalizzato alla promozione del continuo e progressivo miglioramento delle *performance* aziendali in termini di efficacia e di efficienza nella gestione degli aspetti ambientali connessi alle proprie attività. Tale Sistema è adottato ed implementato in maniera integrata al più ampio Sistema di Gestione Aziendale, che governa anche le altre tematiche strategiche per la sostenibilità, tra cui quelle relative alla Qualità e alla Sicurezza.

La corretta applicazione del Sistema di Gestione Ambientale si attua attraverso la messa in opera di diverse tipologie di interventi: l'individuazione chiara di principi, ruoli e responsabilità; l'individuazione delle attività nella gestione delle quali è opportuno adottare particolari cautele; l'identificazione delle aree nelle quali è possibile intervenire per perseguire miglioramenti dal punto di vista organizzativo o strutturale; la definizione delle strategie d'azione e delle modalità di lavoro e di controllo operativo.

La programmazione e l'effettuazione di periodici *audit* interni permettono di verificare l'efficienza e l'efficacia dei Sistemi di Gestione e la loro capacità di assicurare il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento ed il rispetto dei principi adottati. L'adeguatezza dei Sistemi è confermata dal superamento degli *audit* effettuati da parte di soggetti terzi indipendenti ed è attestata dall'ottenimento delle Certificazioni ISO 14001 e della Registrazione EMAS da parte delle principali realtà aziendali.

Il Sistema di Gestione Ambientale del Gruppo A2A rispetta tutti i requisiti UNI EN ISO 14001 ed è ufficialmente riconosciuto e adottato all'interno del Gruppo con la diffusione percentuale di seguito indicata.

Impianti:

- 100% della potenza idroelettrica installata;
- 100% della potenza termoelettrica installata;

- 83% della potenza termica e 87% della potenza elettrica del parco cogenerativo da fonti fossili/rinnovabili;
- 100% della capacità di trattamento rifiuti dei termovalorizzatori;
- 87% della capacità di trattamento degli altri impianti del ciclo integrato dei rifiuti.

Reti:

- 100% rete distribuzione gas area Milano;
- 100% reti distribuzione elettrica;
- 100% ciclo idrico integrato del Comune di Brescia (compreso depuratore Verzano);
- 100% rete di teleriscaldamento area Milano e Brescia;
- 100% illuminazione pubblica, semafori.

Servizi:

- 100% dei servizi ambientali;
- 71% della capacità di trattamento delle acque reflue.

Nel corso del 2012 è stato completato l'iter per ottenere la certificazione del Sistema di Gestione Ambientale di Varese Risorse S.p.A., (controllata attraverso ASPEM S.p.A.) ed è stato avviato quello per la partecipata del Gruppo Ecodeco Bellisolina S.r.l. dove è stata completata la fase 1 di accreditamento.

Dodici impianti hanno anche ottenuto la Registrazione EMAS e per il 2013 è prevista l'estensione della Registrazione EMAS all'intero sito Silla 1 di AMSA.

Successivamente all'estensione dell'applicazione del D.Lgs 231/01 ai reati ambientali, è stata intrapresa dalla capogruppo un'attività di riesame e revisione del Sistema di Gestione Ambientale per allinearla alle nuove esigenze. Le proposte di miglioramento in adozione dalla capogruppo si estendono automaticamente a tutte le realtà del Gruppo. Parallelamente, nelle singole realtà operative è stata avviata una revisione delle modalità di gestione interna delle attività collegate al rischio di commissione di questa tipologia di reati. Il Sistema di Gestione Ambientale allineato con il Modello 231 è quindi in fase di avanzato consolidamento in più realtà del Gruppo.

Innovazione, sviluppo e ricerca

L'attività di ricerca e la costante innovazione sono fattori indispensabili per poter perseguire gli obiettivi che il Gruppo A2A si è dato e che sono esplicitati nella stessa Carta dei Valori della società. Su questo fronte anche la collaborazione con realtà esterne quali Istituzioni ed Enti di Ricerca dà un importante valore aggiunto allo sviluppo e alla crescita del Gruppo. Molteplici sono i progetti e le attività innovative su cui A2A è impegnata e che ha portato avanti nel corso del 2012. Di essi viene fornita di seguito una sintetica panoramica.

Inertizzazione ceneri leggere nel termoutilizzatore di Brescia: pieno successo per il Progetto COSMOS

Si è concluso nel 2012 il Progetto COSMOS (*COLloidal Silica Medium to Obtain Safe inert*), messo a punto dall'Università degli Studi di Brescia e finanziato dalla Commissione Europea, per l'inertizzazione delle ceneri leggere. Il progetto si è basato sul ricorso ad un impianto pilota per verificare su scala pre-industriale l'efficacia del processo, già testata in laboratorio.

L'impianto, ospitato su un'area all'interno del Termoutilizzatore di Brescia, si è dimostrato perfettamente funzionante e consente di estrarre il nuovo inerte battezzato "COSMOS", tramite l'inertizzazione delle ceneri che si realizza attraverso la miscelazione delle polveri con la silice colloidale e il successivo lavaggio.

Questo tipo di trattamento offre svariati vantaggi economici ed ambientali:

- risparmio energetico, in quanto il processo sviluppato si basa su una reazione che avviene a bassa temperatura, con conseguente risparmio di energia rispetto ad altri metodi;
- segregazione di anidride carbonica, grazie al fatto che durante la reazione di formazione il COSMOS ingloba anidride carbonica;
- eliminazione dei rifiuti da trattamento fumi, dato che al posto dei rifiuti da conferire in discarica si ottiene un materiale utile.

A dicembre 2012 si è tenuto il convegno conclusivo del Progetto COSMOS e sono stati esposti i risultati ottenuti. Il progetto è stato assunto come virtuoso esempio per la capacità di rag-

giungere obiettivi pari o superiori alle aspettative e individuare possibili applicazioni industriali di nuovi processi e/o prodotti.

I test messi a punto dal gruppo di ricerca di Medicina Molecolare della Facoltà di Medicina dell'Università degli Studi di Brescia per la valutazione della tossicità di COSMOS, hanno fornito risultati prossimi allo zero in relazione alla mortalità, ai difetti morfologici e alla teratogenicità, valutati su embrioni di zebrafish. Attualmente, nell'ipotesi di inserire COSMOS nelle produzioni industriali, tale inerte è stato introdotto in alcune produzioni di materiali innovativi. Alcuni esempi sono costituiti dall'introduzione del COSMOS nella miscela di intonaci nano-strutturati e di matrici polimeriche utilizzate nel settore stampaggio delle materie plastiche.

Abbattimento ossidi di azoto nel termoutilizzatore di Brescia

Dopo l'entrata in esercizio industriale, a fine 2010, dei nuovi catalizzatori *High-dust* su tutte le tre linee di combustione (iniziativa inserita in un progetto di ricerca europeo denominato *NextGenBioWaste – Innovative Demonstration for the Next Generation of Biomass and Waste combustion plants for energy recovery and renewable electricity production*), nel giugno 2011 è stata avviata una sperimentazione, continuata nel 2012, per l'ottimizzazione del sistema di abbattimento non catalitico SNCR (*Selective Non Catalytic Reduction*), di cui l'impianto è dotato fin dalla sua entrata in esercizio. Sulla linea 3 è stata installata una lancia ad aria per iniezione di soluzione ammoniacale in camera di combustione, per verificare la possibilità di sostituzione dell'attuale sistema di iniezione ad acqua al fine di ottenere una migliore nebulizzazione e, quindi, una più efficace reazione dell'ammoniaca per l'abbattimento degli ossidi di azoto (NO_x). Nel corso del 2012 è stato testato un modello di lancia ad aria con esito non completamente positivo e sono quindi in corso approfondimenti per testare altre soluzioni.

Insonorizzazione compattatori per la raccolta di vetro e carta

Nel 2012 è stato portato a compimento il progetto sperimentale di insonorizzazione della parte posteriore dei compattatori doppia camera utilizzati nella città di Milano per la raccolta del vetro e della carta, al fine di ridurre la rumorosità. Tutti i 36 mezzi che erano stati previsti sono ora operativi e sono stati assegnati alle squadre di raccolta di carta e vetro.

Il sistema consta nell'installazione di pannelli fonoassorbenti all'interno e all'esterno dell'attrezzatura ed in un sistema idraulico finalizzato ad attutire la velocità di caduta del vetro nel cassone di raccolta. Il materiale fonoassorbente è di natura composita e stratificato, mentre l'intervento sull'attrezzatura prevede la presenza di un "flap" posizionato nella bocca di caduta del vetro, azionato da un cilindro idraulico che rimane in posizione chiusa mentre il cassonetto viene svuotato e successivamente assume la posizione aperta.

Le innovazioni introdotte hanno consentito di ridurre di ben 4 volte (abbassandolo fino a 12 decibel) il rumore nella zona posteriore dei mezzi e a 6 metri di altezza, durante l'attività di raccolta vetro nei centri abitati.

Innovativa centrale a trigenerazione realizzata da Varese risorse

Presso il nuovo Ospedale di Varese è entrata in funzione l'innovativa centrale termofrigorifera con cogenerazione, realizzata da Varese Risorse S.p.A. (società controllata da A2A S.p.A. attraverso ASPEM S.p.A.), che ne è anche proprietaria. Dopo aver verificato le prestazioni della sezione frigorifera nella stagione estiva e completato alcuni dettagli realizzativi, nel corso del 2012 è stato effettuato il collaudo definitivo dell'intera opera. Il collaudo ha riguardato anche la sezione termica, attivata precedentemente alle altre sezioni.

L'attuazione di questo progetto consente la cosiddetta "trigenerazione" (produzione combinata di energia elettrica, termica e frigorifera) da molti indicata come la nuova frontiera della cogenerazione. Significativi sono stati, in questo primo periodo di pieno esercizio, il risparmio energetico e la riduzione di emissione di gas serra (GHG) legati anche al maggior numero di ore di funzionamento in assetto cogenerativo nei mesi estivi del turbogas della potenza nominale di 5 MWe presente nella centrale di teleriscaldamento di via Rossi.

Il risparmio complessivo conseguito sarà conteggiato ai fini del rilascio di certificati bianchi (TEE - Titoli di Efficienza Energetica).

A2A S.p.A. per la mobilità elettrica

Da tempo A2A S.p.A. è impegnata in un progetto per la mobilità elettrica, denominato *e-moving*, promosso in collaborazione con Renault e con le Amministrazioni Comunali di Brescia e Milano, oltre che con alcune società private che hanno aderito alla sperimentazione.

A2A S.p.A. è stata promotrice e coordinatrice dell'iniziativa ed ha realizzato un'infrastruttura di ricarica per auto elettriche nei Comuni di Milano e Brescia, mentre Renault ha messo a disposizione 47 veicoli (berline e furgonette) della gamma Zero Emissioni, equipaggiati con batteria agli ioni di litio di ultima generazione.

I due Comuni lombardi si sono candidati a diventare le città di riferimento della mobilità elettrica in Italia, iniziando per primi, in collaborazione con A2A, lo sviluppo di una rete di ricarica elettrica strutturata, completa e all'avanguardia: un totale di 270 punti di ricarica, di cui 100 pubblici nelle città di Milano e Brescia (strade, parcheggi, ecc.) e i restanti presso le società che hanno deciso di aderire all'iniziativa (box, parcheggi aziendali). Anche i privati in

possesso di un proprio veicolo elettrico (auto/scooter) possono richiedere sul portale dedicato www.e-moving.it la card per abilitare l'erogazione di energia elettrica dalle colonnine pubbliche.

L'obiettivo di *e-moving* è testare ogni componente del modello operativo di mobilità elettrica: la tecnologia e la dislocazione dell'infrastruttura di ricarica, i processi e le soluzioni commerciali, l'interazione tra la rete di ricarica ed i veicoli, la fornitura di energia, i sistemi di fatturazione, la gestione delle batterie e la manutenzione delle auto.

Nell'ambito della sperimentazione promossa dall'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) per l'individuazione del modello da utilizzare per lo sviluppo dei sistemi di ricarica pubblici, il progetto *e-moving* è risultato, allo stato attuale, la piattaforma più completa ed avanzata. La sperimentazione con AEEG proseguirà fino al 2015, condividendo semestralmente i dati e le esperienze di questa prima fase in corso ormai da più di due anni. Nell'ultimo semestre sono inoltre stati aperti due tavoli tecnici rispettivamente con ENEL e con Repower per rendere effettiva l'interoperabilità delle infrastrutture di ricarica pubbliche e delle schede di ricarica utilizzabili dai clienti finali, come richiesto da AEEG ai sistemi di ricarica pubblica per veicoli elettrici.

Sviluppo del teleriscaldamento a Milano

Lo sviluppo del servizio di teleriscaldamento è proseguito sia attraverso l'estensione della rete e la connessione di nuovi clienti, sia con interventi di razionalizzazione dei sistemi di produzione del calore.

In particolare, nell'area milanese è stata messa in servizio, nei pressi del termovalorizzatore di Silla 2 (di proprietà della controllata AMSA), la stazione di scambio termico da 50 MWt dedicata all'alimentazione della rete di teleriscaldamento di Rho e Pero, mentre presso la centrale di Famagosta è stata completata l'installazione di tre nuove caldaie di integrazione a gas naturale, di potenza complessiva pari a 36 MW.

È proseguito in parallelo il programma di razionalizzazione delle reti mediante l'interconnessione delle reti di distribuzione fra i diversi poli produttivi. Nel corso del 2012 sono state tra loro collegate le reti di Sesto/Cinisello Balsamo, Ponte Nuovo e Tecnocity, completando così l'interconnessione delle reti dell'area nord milanese. Sono in corso le attività per interconnettere in futuro le reti di Canavese e S.Giulia, nella zona est, e le reti di Famagosta e Figino nella zona ovest.

[Altre informazioni](#)

Altre informazioni

Revisione del bilancio e informativa ai sensi dell'art 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob

Il bilancio d'esercizio di AzA S.p.A. è stato sottoposto a revisione contabile completa, da parte della società PricewaterhouseCoopers S.p.A. sulla base dell'incarico conferito dall'assemblea dei soci per gli esercizi dal 2007 al 2015.

Nella seguente tabella sono riepilogati gli onorari corrisposti per l'attività di revisione nell'ambito del Gruppo nel corso del 2012, suddivisi tra il revisore principale PwC e gli altri revisori.

Descrizione - Migliaia di euro	Revisore principale PwC	Altri revisori
AzA S.p.A.		
Revisione del bilancio d'esercizio	176,6	
Revisione del bilancio consolidato	40,8	
Verifiche periodiche della contabilità	21,0	
Revisione limitata della relazione semestrale	59,7	
Revisione dei conti annuali separati per AEEG	18,9	
Ulteriori attività di verifica e attestazione		
Totale	317,0	–
Società controllate		
Revisione del bilancio d'esercizio	886,1	
Revisione del bilancio consolidato		
Verifiche periodiche della contabilità	252,4	
Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento, di cui:		
- a fine esercizio (revisione completa)	124,2	
- al 30 giugno (revisione limitata)	247,9	
Revisione dei conti annuali separati per AEEG	124,1	
Ulteriori attività di verifica e attestazione		
Totale	1.634,7	–
Società collegate e Joint Ventures ⁽¹⁾		
Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento	46,6	
Totale	46,6	–
TOTALE GRUPPO AzA	1.998,3	–

(1) Onorari sostenuti direttamente da AzA S.p.A..

Nel corso dell'esercizio 2012 oltre alle attività di revisione sopra riportate si segnala che sono state svolte, da società appartenenti al network PwC, altre attività per un ammontare complessivo pari a 973 migliaia di euro, di cui 713 migliaia di euro hanno riguardato lavori strettamente inerenti l'attività di audit.

Azioni proprie

Al 31 dicembre 2012 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. Al 31 dicembre 2012 non sono detenute azioni proprie per il tramite di società controllate, società finanziarie o per interposta persona.

Il valore nominale unitario di tali azioni è pari a 0,52 euro.

Codice in materia di dati personali

Il 10 febbraio 2012 è entrato in vigore il Decreto Legge n. 5 del 9 febbraio 2012 (Gazzetta Ufficiale n. 33 del 9 febbraio 2012 - Suppl. Ordinario n. 27) che, all'art. 45 Semplificazioni in materia di dati personali, ha abrogato l'obbligo della tenuta del Documento Programmatico sulla Sicurezza.

Sedi secondarie

Si fa presente infine che la società non ha sedi secondarie.

Parti correlate e consolidato fiscale

Si segnala che il dettaglio dei rapporti con le parti correlate, come richiesto dall'art. 2428 del codice civile, è riportato alla nota n. 40 del bilancio consolidato e alla nota n. 36 del bilancio separato.

Regolamento Mercati Consob (n. 16191/2007)

Art. 2.6.2 del Regolamento di Borsa Italiana in ordine alle condizioni di cui agli articoli 36 e 39 del Regolamento Mercati Consob (n. 16191/2007).

In applicazione di quanto previsto dall'articolo 39 del Regolamento Mercati emanato da Consob con riferimento alle "Condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea" di cui all'art. 36 del citato Regolamento, A2A S.p.A. ha provveduto ad allinearsi, per quanto concerne la controllata EPCG, alle previsioni indicate in merito all'adeguatezza dei sistemi amministrati-

vo-contabili, con riguardo alle dimensioni dell'attività in oggetto, e al flusso informativo verso la direzione e il revisore centrale, funzionale all'attività di controllo dei conti consolidati della Capogruppo.

Si precisa infine che nel corso dell'esercizio non sono state effettuate acquisizioni di società con sede in Stati non appartenenti all'Unione Europea che, autonomamente considerate, rivestano significativa rilevanza ai fini della normativa in esame.

* * *

Le informazioni sul governo societario e gli assetti proprietari di cui all'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998, come modificato, sono contenute in apposito fascicolo "Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012" parte integrante della documentazione di bilancio.

In ottemperanza alle previsioni del "Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate" adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010, il Consiglio di Gestione, con delibera in data 11 novembre 2010, ha approvato, previo parere favorevole del Comitato per il Controllo Interno, la prescritta Procedura al fine di individuare le regole e i presidi volti ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate poste in essere da A2A S.p.A. direttamente ovvero per il tramite di società controllate. La predetta Procedura, rinvenibile sul sito internet www.a2a.eu, è stata applicata con decorrenza 1° gennaio 2011.

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.



www.a2a.eu