

# 2011

Relazione  
sulla **gestione**



a2a

## Indice

|     |                                                                                                         |
|-----|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 3   | Lettera agli Azionisti                                                                                  |
|     | <b>Dati di sintesi del Gruppo A2A</b>                                                                   |
| 8   | Il Gruppo A2A al 31 dicembre 2011                                                                       |
| 9   | <i>Highlights</i> Finanziari                                                                            |
| 12  | A2A S.p.A. in Borsa                                                                                     |
| 15  | Organi sociali                                                                                          |
|     | <b>Eventi di rilievo dell'esercizio</b>                                                                 |
|     | <b>Osservazioni sull'andamento della gestione</b>                                                       |
| 30  | Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria                                                           |
| 38  | Eventi di rilievo del Gruppo successivi al 31 dicembre 2011                                             |
| 41  | Evoluzione prevedibile della gestione                                                                   |
| 42  | Proposte di copertura della perdita dell'esercizio<br>al 31 dicembre 2011 e distribuzione del dividendo |
|     | <b>Analisi dei principali settori di attività</b>                                                       |
| 44  | Gruppo A2A – Aree di attività                                                                           |
| 45  | Aree geografiche di attività                                                                            |
| 46  | Risultati per settore di attività                                                                       |
| 50  | Quadro macroeconomico                                                                                   |
| 52  | Andamento mercato energetico                                                                            |
| 56  | Filiera Energia                                                                                         |
| 71  | Filiera Calore e Servizi                                                                                |
| 75  | Filiera Ambiente                                                                                        |
| 80  | Filiera Reti                                                                                            |
| 94  | Altri Servizi e <i>Corporate</i>                                                                        |
| 96  | Risorse umane e relazioni industriali                                                                   |
| 97  | <i>Corporate Social Responsibility</i>                                                                  |
| 102 | Innovazione, sviluppo e ricerca                                                                         |
| 107 | Altre informazioni                                                                                      |
| 110 | Rischi e incertezze                                                                                     |



## Lettera agli Azionisti



Signori Azionisti,

la crisi economica che aveva profondamente segnato il 2010 non ha dato segni di rallentamento ma è al contrario peggiorata nel 2011. Il sistema economico mondiale non ha ancora trovato uno sbocco alle sue difficoltà ed ha ulteriormente rallentato la sua crescita, attestandosi al 3,8%.

Gli stessi Paesi emergenti hanno cominciato a dare segni di minor slancio, ma le difficoltà maggiori sono nel vecchio continente dove, secondo i dati più recenti, la crescita media nei Paesi UE non è andata oltre l'1,5% e in quelli dell'Eurozona è rimasta all'1,4%. Per l'Italia la situazione è ancor più critica: la crescita del PIL si è fermata allo 0,4% e il terzo e quarto trimestre dell'anno hanno registrato addirittura un andamento negativo, facendoci tecnicamente entrare in una fase di recessione.

Per quanto riguarda lo scenario energetico, settore da cui proviene il 36 % del margine operativo lordo di A2A, in Italia nei primi nove mesi del 2011 c'è stata una lieve ripresa della richiesta di energia elettrica, ma la tendenza ha subito una brusca inversione nell'ultimo trimestre a causa di un sensibile peggioramento delle condizioni economiche congiunturali e di una frenata della dinamica industriale (-2,1% la produzione industriale rispetto al trimestre precedente). Per parte sua, il mercato del gas naturale ha evidenziato un calo dei consumi del 6,3% rispetto al 2010, con un vero e proprio crollo (-16,9%) nel mese di dicembre.

Nonostante il difficile momento che tocca tutto il sistema economico e che non ha risparmiato il settore dell'energia, per A2A il 2011 si è chiuso con una crescita dei ricavi, passati da 6.041 a 6.198 milioni di euro (+2,6%) e con una sostanziale tenuta dei risultati industriali. La contrazione del margine operativo lordo (942 milioni di euro contro i 1.040 milioni del 2010) è princi-

palmente attribuibile alla performance della partecipata montenegrina EPCG, che ha risentito di una fortissima contrazione della produzione idroelettrica (-56%) a causa di una stagione eccezionalmente secca e della contestuale riduzione delle tariffe di distribuzione deliberata nell'aprile 2011 dall'Autorità di regolazione locale.

Positivo l'andamento della filiera *Ambiente*, soprattutto nel comparto della termovalorizzazione. Anche la filiera *Calore e Servizi*, operante prevalentemente nella produzione, distribuzione e vendita di elettricità e di calore (mediante reti di teleriscaldamento) prodotti da impianti di cogenerazione, ha registrato risultati positivi grazie anche alla espansione della rete di distribuzione in Lombardia. Il comparto Gas ha beneficiato di una efficiente politica di approvvigionamento mentre il comparto *Energia Elettrica* ha risentito, nel confronto con l'anno precedente, della contrazione delle marginalità unitarie connesse alla debolezza della domanda.

Nell'insieme l'andamento dell'esercizio conferma la validità delle scelte strategiche a suo tempo effettuate da A2A verso un modello multiutility che, anche in situazioni congiunturali difficili e complesse, risulta maggiormente in grado di equilibrare i risultati di gestione fra i diversi settori di attività.

Sui risultati 2011 hanno influito gli effetti straordinari connessi agli accordi in corso con EdF per il riassetto azionario di Edison, e che hanno comportato svalutazioni di asset o partecipazioni per un importo complessivo di 627 milioni di euro. Tale valore incorpora l'effetto netto, pari a 433 milioni di euro, della cessione da parte di Delmi ad EdF del 50% di Transalpina di Energia, nonché gli effetti derivanti da svalutazioni di asset per complessivi 194 milioni di euro, relativi in particolare alla partecipazione del 20% già direttamente detenuta da A2A in Edipower (per 123 milioni) e alla partecipazione in EPCG (per 41 milioni di euro).

L'esercizio ha beneficiato di plusvalenze nette pari a 39 milioni di euro (nel 2010 le plusvalenze erano state pari a 212 milioni, riconducibili in particolare alla cessione della partecipazione in Alpiq), derivanti dalla cessione di una quota azionaria detenuta in Metroweb e di altre partecipazioni minori, nell'ambito del processo di razionalizzazione del Gruppo che prevede la dismissione di attività con basse prospettive di sviluppo.

L'utile netto consolidato, prima di tali effetti straordinari, risulta pari a 168 milioni di euro. Conseguentemente, la perdita dell'esercizio ammonta a 420 milioni di euro. La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2011 è pari a 4.021 milioni di euro, in crescita di 128 milioni di euro rispetto a fine 2010. Tale valore incorpora il pagamento di dividendi relativi all'esercizio 2010 per circa 300 milioni di euro e una crescita di crediti fiscali, che verrà riassorbita nell'esercizio in corso, per circa 120 milioni di euro. L'indebitamento medio nel corso dell'esercizio è risultato inferiore di 300 milioni di euro rispetto al 2010.

Sotto il profilo tecnologico e operativo il Gruppo ha dato prova di possedere elevate capacità e di essere altamente competitivo sia in Italia che all'estero. Il termovalorizzatore di Acerra ha superato l'obiettivo annuale delle 600 mila tonnellate di rifiuti conferite, corrispondenti alla capacità nominale dell'impianto, producendo 538 milioni di kilowattora di energia elettrica, pari al fabbisogno annuo di circa 200 mila famiglie, con ottime performance anche dal punto di vista ambientale. La controllata Ecodeco si è aggiudicata nel Regno Unito un contratto per la progettazione e costruzione di un nuovo impianto di trattamento rifiuti: il valore della commessa supera i 26 milioni di euro, oltre alle royalties che verranno riconosciute su ogni tonnellata di rifiuto trattato per i prossimi 25 anni di concessione.

Nell'ottica di responsabilità sociale e di attenzione al cliente, che da sempre caratterizza il Gruppo, nel 2011 A2A ha inoltre siglato con le Confederazioni delle Piccole e Medie Imprese un protocollo d'intesa sulla Procedura di Conciliazione Paritetica: uno strumento stragiudiziale per semplificare la risoluzione di eventuali controversie, non diversamente risolte, concernenti i rapporti di fornitura di energia elettrica e gas alle imprese aderenti alle Confederazioni, sulla scia di quanto già fatto nel 2010 con le Associazioni di consumatori per i clienti domestici.

Per quanto riguarda le strategie di crescita futura, uno snodo fondamentale è rappresentato dall'avanzamento degli accordi con EdF in merito al riassetto azionario di Edison, accordi che hanno avuto una positiva evoluzione negli ultimi mesi del 2011 e a inizio 2012. La sigla di un'intesa definitiva porterà A2A a controllare Edipower, società a cui fanno capo sei centrali termoelettriche e tre nuclei idroelettrici con oltre 7.600 MW di potenza in esercizio, facendo del Gruppo A2A il secondo operatore nazionale nel settore dell'energia elettrica che vedrà anche rafforzata la sua posizione nel comparto delle fonti rinnovabili. Questa operazione consentirà di allargare in modo significativo, nel secondo semestre del 2012, il perimetro delle attività gestite dal Gruppo nella generazione elettrica con conseguente incremento del margine operativo lordo. L'utile netto del Gruppo, che nel 2011 ha risentito delle operazioni straordinarie sopra descritte, tornerà quindi prevedibilmente ad esprimere i valori positivi connessi alla gestione caratteristica.

L'imminente realizzazione di questo importante obiettivo di crescita del Gruppo ci porta a un doveroso ricordo di chi tale obiettivo ha tenacemente perseguito sin dalla nascita di A2A, prefigurando per questa azienda un ruolo da protagonista anche nell'energia. Il nostro pensiero, insieme a quello di tutti i colleghi membri del Consiglio di Sorveglianza e del Consiglio di Gestione e di tutti i dipendenti del Gruppo, va a Giuliano Zuccoli che ha ininterrottamente guidato A2A come Presidente del Consiglio di Gestione sino a pochi mesi or sono e la cui prematura scomparsa ha lasciato in tutti noi non solo un grande vuoto, ma anche la responsabilità e l'orgoglio di portare a compimento il suo progetto.

Prima di concludere desideriamo sottolineare che anche in questo esercizio il Consiglio di Sorveglianza e il Consiglio di Gestione, organismi che saranno rinnovati a fine maggio del 2012, hanno operato in uno spirito di reciproca collaborazione, nell'ambito delle rispettive competenze e responsabilità, avendo come preminente obiettivo il consolidamento e lo sviluppo dell'azienda.

Ai nostri azionisti esprimiamo la fiducia che con il loro supporto A2A potrà continuare a crescere ed a ricoprire un ruolo sempre più rilevante nel contesto del settore energetico e ambientale nazionale ed europeo. A tutti i dipendenti e collaboratori del Gruppo va il nostro ringraziamento per il quotidiano lavoro svolto, ad ogni livello, con grande partecipazione e professionalità per contribuire a questa crescita.

Il Presidente del Consiglio di Sorveglianza

Graziano Tarantini



Il Presidente del Consiglio di Gestione

Giuseppe Sala





## Dati di sintesi del Gruppo A2A

# Il Gruppo A2A al 31 dicembre 2011

## A2A Spa

|                                  |                           |                                    |                                         |                                |                                |                                           |                                |
|----------------------------------|---------------------------|------------------------------------|-----------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------------|
| 51,00%<br>Delmi <sup>(3)</sup>   | 100,00%<br>A2A Trading    | 100,00%<br>A2A Energia             | 100,00%<br>A2A Calore & Servizi         | 100,00%<br>Amsa                | 100,00%<br>A2A Reti Elettriche | 100,00%<br>A2A Reti Gas                   | 100,00%<br>Selene              |
| 50,00%<br>Transalpina di Energia | 70,00%<br>A2A Alfa        | 33,33%<br>Lumenergia               | 98,08%<br>A2A Coriance                  | 100,00%<br>Ecodeco             | 100,00%<br>A2A Ciclo Idrico    | 100,00%<br>A2A Servizi alla distribuzione | 100,00%<br>A2A Logistica       |
| 61,28%<br>Edison <sup>(1)</sup>  | 50,00%<br>Premiumgas      | 100,00%<br>A2A Montenegro          | 100,00%<br>Coriance                     | 99,99%<br>Aprica               | 90,00%<br>Aspem <sup>(4)</sup> | 91,60%<br>Retragas                        | 100,00%<br>Mincio Trasmissione |
| 20,00%<br>Edipower               | 70,00%<br>Plurigas        | 43,70%<br>EPCG                     | 90,00%<br>Varese Risorse <sup>(4)</sup> | 80,00%<br>Montichiari ambiente | 67,00%<br>Seasm                | 74,50%<br>Camuna Energia                  | 49,00%<br>e-Utile              |
| 100,00%<br>Aspem Energia         | 100,00%<br>Abruzzoenergia | 39,49%<br>Rudnik Uglja ad Pljevlja | 60,00%<br>Proaris                       | 100,00%<br>Partenope Ambiente  |                                | 48,86%<br>ASVT <sup>(2)</sup>             | 19,44%<br>Metroweb             |
|                                  | 50,00%<br>Ergosud         |                                    | 50,00%<br>Asm Novara <sup>(3)</sup>     |                                |                                |                                           | 21,94%<br>ACSM-AGAM            |
|                                  | 50,00%<br>Metamer         |                                    |                                         |                                |                                |                                           | 7,9%<br>Dolomiti Energia       |

8

## Aree di attività

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

- (1) La percentuale di 61,28% si riferisce alle azioni ordinarie di proprietà di Transalpina di Energia (TdE). La percentuale di partecipazione al capitale sociale è pari al 60%. Si segnala che Edison detiene il 50% della partecipazione della società Edipower.
- (2) Di cui lo 0,38% detenuta tramite A2A Reti Gas.
- (3) Si segnala l'esistenza di opzioni *call* e opzioni *put* aventi ad oggetto una ulteriore quota del capitale sociale della società.
- (4) Si segnala l'esistenza di opzioni *put* aventi ad oggetto una ulteriore quota del capitale sociale della società.

Nel presente prospetto sono evidenziate le partecipazioni di maggior rilievo del Gruppo A2A. Si rinvia agli allegati 3, 4, 5, 6 e 7 per il dettaglio completo delle partecipazioni.

## Highlights Finanziari <sup>(1)</sup>

|                               |                              |
|-------------------------------|------------------------------|
| Ricavi _____                  | <b>6.198</b> milioni di euro |
| Margine operativo lordo _____ | <b>942</b> milioni di euro   |
| Risultato netto _____         | <b>(420)</b> milioni di euro |

### Dati economici

Milioni di euro

|                                                                          | 01 01 2011<br>31 12 2011 | 01 01 2010<br>31 12 2010 |
|--------------------------------------------------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| <b>Ricavi</b>                                                            | <b>6.198</b>             | <b>6.041</b>             |
| Costi operativi                                                          | (4.698)                  | (4.447)                  |
| Costi per il personale                                                   | (558)                    | (554)                    |
| <b>Margine operativo lordo</b>                                           | <b>942</b>               | <b>1.040</b>             |
| Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni                              | (641)                    | (542)                    |
| <b>Risultato operativo netto</b>                                         | <b>301</b>               | <b>498</b>               |
| Gestione finanziaria                                                     | (255)                    | (104)                    |
| Altri proventi non operativi                                             | 6                        | –                        |
| Altri costi non operativi                                                | (10)                     | (1)                      |
| <b>Utile al lordo delle imposte</b>                                      | <b>42</b>                | <b>393</b>               |
| Oneri per imposte sui redditi                                            | (148)                    | (158)                    |
| Risultato netto da attività non correnti cedute o destinate alla vendita | (810)                    | (39)                     |
| Risultato di terzi                                                       | 496                      | 112                      |
| <b>Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo</b>           | <b>(420)</b>             | <b>308</b>               |
| <b>Margine operativo lordo/Ricavi</b>                                    | <b>15,2%</b>             | <b>17,2%</b>             |

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

**Dati patrimoniali***Millioni di euro*

|                                                                                | <b>31 12 2011</b> | <b>31 12 2010</b> |
|--------------------------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Capitale investito netto                                                       | 7.614             | 8.738             |
| Patrimonio netto del Gruppo e di terzi                                         | 3.593             | 4.845             |
| Posizione finanziaria netta consolidata                                        | (4.021)           | (3.893)           |
| Posizione finanziaria netta consolidata/Patrimonio netto del Gruppo e di terzi | 1,12              | 0,80              |
| Posizione finanziaria netta consolidata/Market Cap medio                       | 1,31              | 1,03              |

**Dati finanziari***Millioni di euro*

|                                                                 | <b>01 01 2011<br/>31 12 2011</b> | <b>01 01 2010<br/>31 12 2010</b> |
|-----------------------------------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Flussi finanziari netti da attività operativa                   | 410                              | 843                              |
| Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento | (225)                            | 60                               |
| Free cash flow                                                  | 185                              | 903                              |

Dividendo \_\_\_\_\_

**0,013** euro per azione

Capitalizzazione media in borsa del 2011 \_\_\_\_\_

**3.058** milioni di euro**Dati societari di A2A S.p.A.**

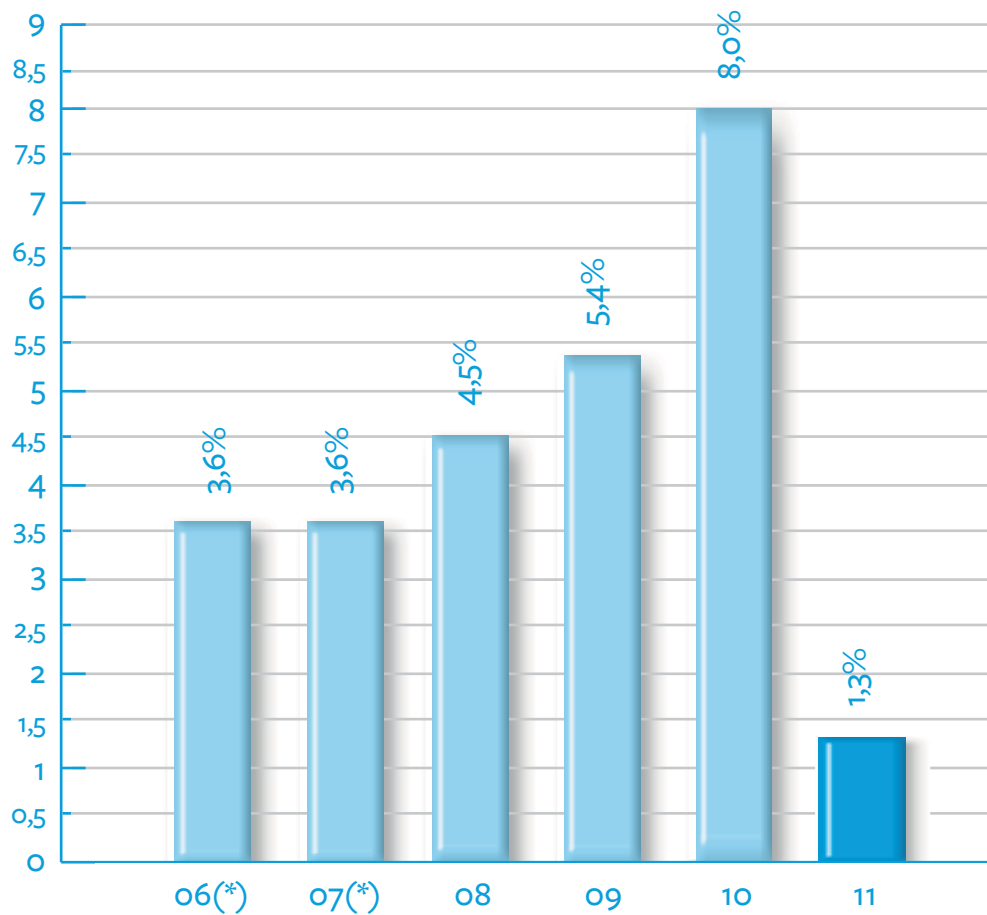
|                                                     | <b>31 12 2011</b> | <b>31 12 2010</b> |
|-----------------------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Capitale Sociale (euro)                             | 1.629.110.744     | 1.629.110.744     |
| Numero azioni 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**

|                                           | <b>31 12 2011</b> | <b>31 12 2010</b> |
|-------------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Media Euribor a sei mesi                  | 1,638%            | 1,084%            |
| Prezzo medio del greggio Brent (USD/bbl)  | 110,83            | 80,27             |
| Cambio medio euro/USD (*)                 | 1,39              | 1,33              |
| Prezzo medio del greggio Brent (euro/bbl) | 79,60             | 60,56             |
| Prezzo medio del carbone (euro/tonn)      | 87,34             | 69,56             |

(\*) Fonte Ufficio Italiano Cambi.

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



(\*) Dati relativi all'ex Gruppo AEM.

## A2A S.p.A. in Borsa

### A2A S.p.A. in numeri

|                                                   |               |
|---------------------------------------------------|---------------|
| Capitalizzazione media del 2011 (milioni di euro) | 3.058         |
| Capitalizzazione al 31.12.2011 (milioni di euro)  | 2.276         |
| Volumi medi del 2011                              | 9.568.904     |
| Prezzo medio del 2011 (*)                         | 0,976         |
| Prezzo massimo del 2011 (*)                       | 1,178         |
| Prezzo minimo del 2011 (*)                        | 0,694         |
| Numero di azioni                                  | 3.132.905.277 |

(\*) euro per azione

Fonte: Bloomberg

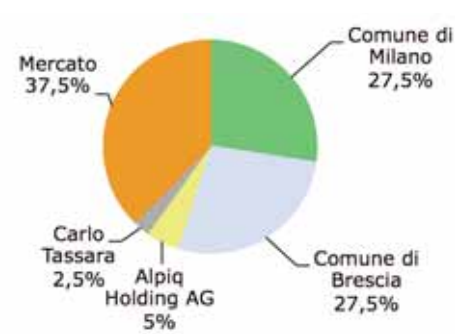
Il 23 giugno 2011 A2A S.p.A. ha distribuito un dividendo ordinario pari a 0,06 euro per azione. Inoltre, in data 24 novembre 2011 è stato distribuito un dividendo addizionale non ricorrente pari a 0,036 euro per azione.

### Dati azionari

|                                     | 2011    | 2010   |
|-------------------------------------|---------|--------|
| Risultato netto per azione (EPS)    | (0,134) | 0,098  |
| Cash-flow per azione (CFPS)         | 0,131   | 0,269  |
| Dividendo per azione (DPS)          | 0,013   | 0,096  |
| Prezzo/Risultato per azione (P/EPS) | (7,28)x | 12,29x |
| Prezzo/Cash-flow (P/CFPS)           | 7,45x   | 4,48x  |
| Dividend Yield (DPS/P)              | 1,3%    | 8,0%   |
| Numero di azioni (milioni)          | 3.133   | 3.133  |

Multipli calcolati su prezzo medio annuo

Azionariato (\*)



(\*) Quote superiori al 2% (aggiornato al 31 dicembre 2011).  
Fonte: CONSOB

Principali indici in cui è presente il titolo A2A

|                     |
|---------------------|
| FTSE MIB            |
| DJ STOXX            |
| DJ EUROSTOXX        |
| DJ Italy            |
| WisdomTree          |
| S&P Developed Ex-US |

Indici etici

|                                |
|--------------------------------|
| ECPI Ethical Index EMU         |
| Axia CSR Italia                |
| Axia Ethical Italia            |
| Solactive Climate Change Index |
| FTSE ECPI Italia SRI Benchmark |

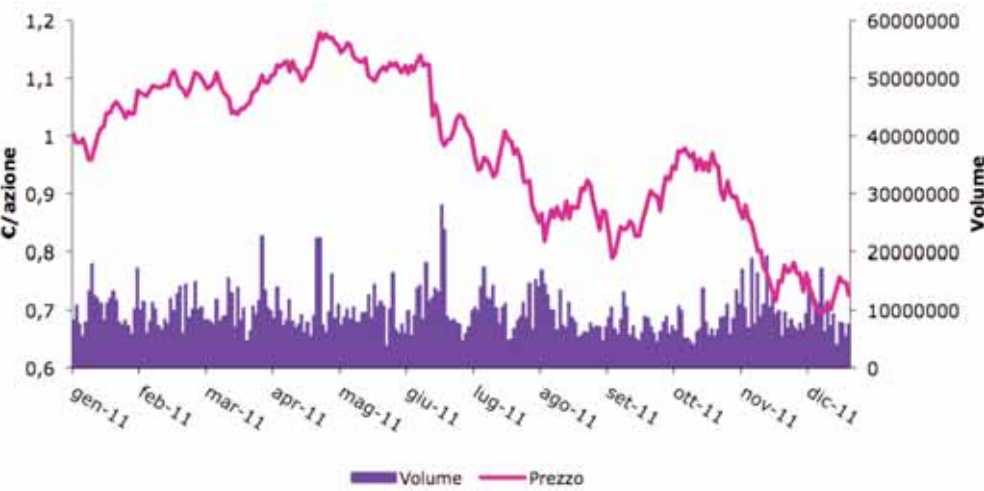
Fonte: Bloomberg

Rating

|                   |                            | Attuale  |
|-------------------|----------------------------|----------|
| Standard & Poor's | Rating medio/lungo termine | BBB+     |
|                   | Rating breve termine       | A-2      |
|                   | Outlook                    | Negativo |
| Moody's           | Rating medio/lungo termine | Baa1     |
|                   | Outlook                    | Negativo |

Fonti: agenzie di rating

A2A nel 2011



A2A vs FTSE MIB

(Prezzi 1° gennaio 2011= 100)



Fonte: Bloomberg

## Organi sociali

### CONSIGLIO DI SORVEGLIANZA

---

PRESIDENTE  
Graziano Tarantini

---

VICE PRESIDENTE  
Rosario Bifulco

---

CONSIGLIERI  
Adriano Bandera  
Giambattista Brivio  
Bruno Caparini  
Gianni Castelli  
Alberto Cavalli  
Stefano Grassani  
Enrico Mattinzoli  
Marco Miccinesi  
Massimo Perona  
Norberto Rosini  
Franco Tamburini  
Antonio Matteo Taormina

---

15

### CONSIGLIO DI GESTIONE

---

PRESIDENTE  
Giuseppe Sala

---

VICE PRESIDENTE  
Vittorio Cinquini

---

CONSIGLIERI  
Franco Baiguera  
Mario Cocchi  
Francesco Randazzo  
Renato Ravanelli  
Paolo Rossetti  
Carlo Secchi

---

### DIRETTORI GENERALI

---

AREA CORPORATE E MERCATO  
Renato Ravanelli

---

AREA TECNICO - OPERATIVA  
Paolo Rossetti

---

### SOCIETÀ DI REVISIONE

---

PRICEWATERHOUSECOOPERS S.P.A.

---





**Eventi di rilievo**  
dell'esercizio del Gruppo

## Da gennaio società unica di vendita per il Gruppo A2A

Dal 1° gennaio 2011 Asm Energia e Ambiente S.r.l., Bas-Omniservizi S.r.l. e A2A Servizi al Cliente S.r.l. sono state incorporate mediante fusione in A2A Energia S.p.A..

La società unica di vendita che è sorta si focalizza sulle attività di vendita di elettricità e gas e sui servizi commerciali collegati (call center, sportelli e fatturazione).

In particolare è nato un operatore di primaria rilevanza sul mercato energetico nazionale, con circa 2 milioni di clienti (grandi industrie, PMI, condomini e clienti domestici) concentrati soprattutto nell'area metropolitana milanese e nelle province di Brescia e Bergamo.

Si tratta di un ulteriore passo nel processo di efficientamento e razionalizzazione societaria inteso a rendere il Gruppo ancora più competitivo sui mercati liberalizzati.

I clienti lombardi possono continuare ad affidarsi a servizi di qualità e vicini al territorio, risultati finora una “carta vincente” per il Gruppo, come attestano gli ottimi risultati rilevati nelle indagini di *customer satisfaction* e nelle speciali graduatorie periodicamente stilate dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

## Nasce con il 1° gennaio la società A2A Ciclo Idrico S.p.A.

Con decorrenza dal 1° gennaio 2011 hanno avuto efficacia il conferimento del ramo di azienda “Ciclo Idrico” da parte della controllante A2A S.p.A. e l'operazione di scissione del ramo di azienda “titolarità dei clienti finali del *business* idrico della provincia di Brescia” da parte di A2A Energia S.p.A. (ex Asm Energia e Ambiente S.r.l.) a favore della società A2A Ciclo Idrico S.p.A..

Nello specifico la società svolge le seguenti attività:

- ricerca, produzione, approvvigionamento, captazione, adduzione e trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'acqua per usi primari, industriali e agricoli;
- raccolta e trattamento delle acque reflue;
- utilizzo e recupero delle energie del ciclo idrico integrale delle acque;
- gestione, manutenzione e sviluppo delle reti idriche e fognarie e degli impianti di captazione, di potabilizzazione e di depurazione delle acque.

## A2A tra i leader italiani per il Carbon Disclosure Project

A2A si è classificata tra le aziende italiane “*Carbon Performance Leader 2010*” secondo il *Carbon Disclosure Project*, l'ente che rappresenta oltre 500 investitori istituzionali e da oltre 10 anni fornisce un'analisi delle modalità con le quali le più grandi aziende mondiali contrastano le emissioni di gas a effetto serra.

## **Nuovo Amministratore Delegato in Ecodeco S.r.l., società del Gruppo A2A**

In data 11 marzo 2011 il Consiglio di Amministrazione di Ecodeco S.r.l., una delle società della Filiera Ambiente del Gruppo A2A, ha nominato il dott. Enrico Friz Amministratore Delegato dell'azienda. Con il rinnovo dei vertici della controllata si intende consolidare il processo di sviluppo della società nell'ambito della Filiera Ambiente del Gruppo A2A, con l'obiettivo di ottimizzare le sinergie organizzative e di processo e di potenziare l'offerta di servizi ambientali.

## **Comunicato di A2A S.p.A., Delmi S.p.A. ed EDF S.A. in relazione ai patti parasociali relativi a Edison S.p.A. e Transalpina di Energia S.r.l. (TdE)**

In data 15 marzo 2011, nell'ambito delle discussioni relative a un nuovo progetto industriale riguardante il Gruppo Edison e la struttura dell'azionariato di TdE, è stata concordata tra A2A S.p.A., Delmi S.p.A. ed EDF S.A. una modifica dei patti parasociali relativi a Edison S.p.A. e Transalpina di Energia S.r.l. con la previsione di una proroga al 15 settembre 2011 della scadenza della eventuale disdetta di tali patti. In assenza di disdetta, i patti avrebbero dovuto essere rinnovati per i successivi tre anni.

Veniva inoltre contestualmente stabilita la nomina dei consiglieri di amministrazione di Edison S.p.A. e Transalpina di Energia S.r.l. per un periodo di un anno da parte delle assemblee degli azionisti in sede di approvazione dei rispettivi bilanci di esercizio.

In data 15 settembre 2011 EDF S.A., A2A S.p.A. e Delmi S.p.A. hanno concordato di prorogare al 31 ottobre 2011 la scadenza dei patti parasociali relativi a Edison S.p.A. e Transalpina di Energia S.r.l..

## **Il Consiglio di Sorveglianza di A2A S.p.A. ha approvato i risultati 2010**

Il 27 aprile 2011, 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 2010. Il Consiglio di Sorveglianza ha condiviso la proposta del Consiglio di Gestione di sottoporre all'Assemblea la distribuzione di un dividendo per azione ordinaria pari a 0,060 euro, in pagamento dal 23 giugno 2011.

Il Consiglio di Sorveglianza ha inoltre condiviso la proposta del Consiglio di Gestione di sottoporre all'Assemblea la distribuzione di un dividendo addizionale non ricorrente, pari a 0,036 euro per azione ordinaria, da mettere in pagamento dal 24 novembre 2011.

## **Ecodeco S.r.l. si aggiudica in Gran Bretagna un contratto per la progettazione e la costruzione di un nuovo impianto di trattamento rifiuti**

3SE, consorzio costituito dalle società inglesi *Shanks Waste Management* e *Scottish and Southern Energy*, ha scelto la tecnologia Ecodeco per la realizzazione di un impianto di trattamento rifiuti ubicato nella regione dello Yorkshire.

In particolare Ecodeco S.r.l., società del Gruppo A2A, sarà il fornitore del progetto e delle tecnologie e costruirà l'impianto che tratterà i rifiuti provenienti dalle città di Barnsley, Doncaster e Rotherham.

Il valore della fornitura supera i 26 milioni di euro ed è previsto che a Ecodeco S.r.l. saranno anche riconosciute *royalties* per i prossimi 25 anni di concessione su ogni tonnellata di rifiuto trattato.

L'impianto sarà destinato al trattamento di 250.000 t/a di rifiuti solidi urbani residui dalla raccolta differenziata e servirà circa 350.000 famiglie. Al termine del processo di trattamento si otterrà un combustibile secondario che sarà utilizzato in un impianto *multifuel* destinato alla produzione di energia elettrica. Vetro, plastica e metalli saranno recuperati realizzando una sezione dedicata alla produzione di *compost*.

Il contratto prevede che i lavori di realizzazione dell'impianto inizino entro la primavera del 2013 e i primi rifiuti saranno trattati nel 2015.

## **Ceduto il 23,5% del capitale azionario di Metroweb S.p.A al Fondo infrastrutturale F2i e a IMI Investimenti**

In data 30 maggio 2011 A2A S.p.A., unitamente a *Stirling Square Capital Partners*, socio di maggioranza di Metroweb S.p.A., hanno sottoscritto un accordo per la cessione al Fondo infrastrutturale F2i e a IMI Investimenti delle proprie quote azionarie (rispettivamente 23,5% e 76,5%) di Metroweb S.p.A..

L'operazione ha determinato un incasso per A2A S.p.A. pari a circa 53 milioni di euro e una plusvalenza di circa 38 milioni di euro.

A2A S.p.A. continuerà a possedere nel proprio portafoglio la titolarità di un prestito obbligazionario convertibile che le consentirà, qualora esercitato, di detenere una quota azionaria in Metroweb S.p.A. fino a un massimo del 25% e un diritto di cessione, valido fino al 30 novembre 2013, alle stesse condizioni previste dalla transazione effettuata maggiorato di un rendimento finanziario.

## **A2A e le Confederazioni delle Piccole e Medie Imprese sottoscrivono il protocollo d'intesa sulla Procedura di Conciliazione Paritetica**

Accogliendo l'auspicio espresso in proposito dall'AEEG - Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas – A2A, Casartigiani, CNA, Confagricoltura, Confapi, Confartigianato Imprese, Confcommercio Imprese per l'Italia e Confesercenti hanno sottoscritto l'importante accordo sulla conciliazione paritetica.

La procedura rappresenta uno strumento per la risoluzione stragiudiziale di alcune tipologie di controversie, non risolte da precedenti reclami, concernenti i rapporti di fornitura di energia elettrica e gas, sia nel mercato tutelato che nel mercato libero, tra imprese clienti aderenti alle Confederazioni ed A2A Energia S.p.A., società unica di vendita del Gruppo A2A.

La procedura si caratterizza per rapidità ed informalità, semplicità di accesso e di svolgimento. L'iter per la conciliazione potrà essere attivato per le controversie che abbiano ad oggetto accertamenti, contestazioni e gestione delle problematiche relative alle forniture di energia elettrica o gas quali: ricostruzione dei consumi in seguito ad accertato malfunzionamento del contatore ai sensi delle delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas; contestazioni relative a tematiche connesse alla fatturazione dei consumi, gestione della riduzione di potenza o sospensione della fornitura per contestata morosità del cliente; disattivazione del misuratore su richiesta del cliente non eseguita; gestione delle problematiche connesse all'emissione di bollette.

L'ufficio di Conciliazione è costituito da operatori abilitati, rispettivamente di A2A e delle Confederazioni, che hanno frequentato specifici corsi di formazione, requisito necessario al fine del riconoscimento dell'abilitazione.

I conciliatori dovranno comportarsi in maniera imparziale e neutrale, al fine di favorire quanto più possibile il raggiungimento di un compromesso sostenibile per le parti.

Durante tutto il periodo interessato dal processo di conciliazione saranno sospese le azioni di A2A Energia S.p.A. volte al recupero del credito oggetto di conciliazione.

L'attivazione su scala nazionale sarà preceduta da una fase di sperimentazione della durata di 12 mesi, al termine della quale A2A e le Confederazioni si riservano di verificarne l'efficacia e concordare eventuali modifiche.

Obiettivo dell'accordo, già sperimentato in occasioni analoghe, è migliorare i rapporti fra le Piccole e Medie Imprese e i fornitori di energia, secondo il principio della *customer satisfaction*.

## **A2A S.p.A.: acquisizione 5,05% del capitale sociale di Abruzzoenergia S.p.A.**

In data 27 luglio 2011 A2A S.p.A. ha acquistato il residuo 5,05% del capitale sociale di Abruzzoenergia S.p.A. detenuto da soci di minoranza.

In forza di tale operazione A2A S.p.A. risulta proprietaria del 100% del capitale sociale della società.

## **Approvazione della Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata al 30 giugno 2011**

In data 3 agosto 2011 il Consiglio di Gestione ha approvato la Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2011.

## **Convertito il prestito convertibile in azioni Metroweb S.p.A.**

In data 6 ottobre 2011 A2A S.p.A. ha convertito integralmente il prestito obbligazionario convertibile mantenuto in portafoglio all'esito della cessione del 23,5% di Metroweb S.p.A.. Per effetto di tale conversione, A2A S.p.A. detiene attualmente una quota azionaria in Metroweb S.p.A. pari al 19,44%, che potrà incrementarsi fino a circa il 25% a seguito della fusione tra Metroweb S.p.A. e la sua controllante.

## **Termovalorizzatore di Acerra: raggiunto il 100% della capacità produttiva dell'impianto**

Il termovalorizzatore di Acerra ha superato l'obiettivo annuale delle 600 mila tonnellate di rifiuti conferite, corrispondenti alla capacità nominale dell'impianto. Contestualmente sono stati immessi in rete 538 milioni di kilowattora di energia elettrica, pari al fabbisogno annuo di circa 200 mila famiglie, evitando così il consumo di 100 mila tonnellate di petrolio.

Confermate le ottime *performance* anche dal punto di vista ambientale: i dati delle emissioni in atmosfera, infatti, 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.

## **Il Consiglio di Gestione di A2A S.p.A. approva all'unanimità le linee negoziali per l'operazione Edison/Edipower**

In data 31 ottobre 2011 il Consiglio di Gestione di A2A S.p.A. ha esaminato le linee guida per la continuazione delle negoziazioni con EDF S.A., previa avvenuta condivisione tra il *management* di A2A S.p.A., Delmi S.p.A. ed EDF S.A., in relazione alle società Edison S.p.A. e Edipower S.p.A..

I principali aspetti industriali dell'operazione prospettata sono:

1. scissione di Edipower S.p.A.: A2A S.p.A. e Iren S.p.A. deterranno gli impianti idroelettrici di Mese e Udine, mentre Edison S.p.A. gli impianti termoelettrici oltre all'impianto ad acqua fluente di Tusciano;
2. acquisizione da parte di EDF S.A. del 100% di proprietà di A2A S.p.A. della società che detiene l'impianto CCGT in località Gissi, che verrà successivamente integrato in Edison S.p.A.;
3. opzione *call* in favore di Delmi S.p.A. su 250 MW di asset eolici di Edison S.p.A. a *fair value*, esercitabile a tre anni e pagabile in azioni Edison S.p.A. anch'esse valutate a *fair value*;
4. opzione *call* esercitabile a un anno in favore di Delmi S.p.A., o soggetti da essa designati, sulle quote di minoranza detenute da Edison S.p.A. nelle società proprietarie degli impianti idroelettrici siti nelle province di Trento e Bolzano;
5. disponibilità del Gruppo A2A a negoziare contratti di approvvigionamento di gas con il Gruppo Edison al fine di creare sinergie tra le due realtà industriali;
6. opzione *call* esercitabile a tre anni in favore di EDF S.A. sulla partecipazione, pari al 50%, detenuta da A2A S.p.A. nella società che detiene l'impianto CCGT di Scandale.

Per quanto concerne invece i principali elementi di riorganizzazione azionaria conseguenti all'operazione Edison:

1. scissione di TdE S.r.l., ad esito della quale EDF S.A. e Delmi S.p.A. riceveranno la metà delle attività e passività della stessa TdE S.r.l.; in particolare, a seguito della scissione i due azionisti deterranno rispettivamente il 50% e il 31% delle azioni ordinarie di Edison S.p.A.;
2. stipula di un nuovo patto parasociale tra EDF S.A., A2A S.p.A. e Delmi S.p.A. che preveda diritti di *governance* per Delmi S.p.A. a protezione del proprio investimento (con particolare riferimento, tra l'altro, alle operazioni tra parti correlate). È previsto che il presidente di Edison S.p.A. sia italiano.
3. opzione *put* di Delmi S.p.A. nei confronti di EDF S.A. sul 100% delle azioni Edison S.p.A. detenute da Delmi S.p.A.: (i) 75% delle azioni Edison S.p.A. detenute da Delmi S.p.A. a *fair value*, esercitabile a 3/5 anni, nel caso in cui non ci sia un miglioramento della liquidità del titolo Edison S.p.A., (ii) in ogni caso sul 25% delle azioni Edison S.p.A. detenute da Delmi S.p.A. esercitabile a 3 anni ad un prezzo determinato attraverso una formula basata sull'EBITDA di Edison S.p.A. e un multiplo derivante da un campione di società italiane comparabili.

L'implementazione delle operazioni, di cui Edison S.p.A. sarà parte, necessiterà dell'approvazione degli organi societari della stessa Edison S.p.A. secondo le disposizioni di legge vigenti. Il completamento dell'operazione è in ogni caso soggetto alla conferma da parte di Consob circa l'applicabilità, in caso di OPA obbligatoria, della metodologia di determinazione del prezzo del titolo Edison pari alla media dei 12 mesi precedenti.

Il Consiglio di Gestione di A2A S.p.A. ha approvato all'unanimità le suddette linee guida e ha

conferito i poteri per il proseguimento dei negoziati sulla base di quanto sopra descritto e subordinatamente all'approvazione da parte del Consiglio di Sorveglianza. In pendenza dell'approvazione delle linee guida per la negoziazione da parte del Consiglio di Sorveglianza di A2A S.p.A. e del Consiglio di Amministrazione di Delmi S.p.A., il patto parasociale vigente tra A2A S.p.A., Delmi S.p.A. e EDF S.A. è stato prorogato fino al 4 novembre.

Dal punto di vista industriale, l'operazione avrebbe rafforzato significativamente la posizione del Gruppo A2A e degli altri azionisti di Delmi S.p.A. nel settore delle rinnovabili. La base di asset rinnovabili che sarebbero stati trasferiti ad A2A S.p.A. e/o agli altri azionisti di Delmi S.p.A. nel contesto dell'operazione avrebbero incluso circa 640 MW relativi agli impianti idroelettrici di Mese e Udine con concessioni in scadenza nel 2030, la piena proprietà delle società idroelettriche ad oggi partecipate da Edison S.p.A. e operanti nelle Province di Bolzano e Trento, nonché 250 MW di asset eolici.

Inoltre, A2A S.p.A. e gli altri azionisti di Delmi S.p.A., mantenendo una partecipazione in Edison S.p.A., avrebbero beneficiato con EDF S.A. e gli altri azionisti di Edison S.p.A. della migliorata base industriale e delle prospettive della società. In caso di esito positivo dell'operazione, Edison S.p.A. avrebbe visto infatti significativamente incrementata la propria capacità di generazione di energia elettrica da impianti a gas a ciclo combinato e avrebbe beneficiato di una posizione gas più bilanciata.

### **Il Consiglio di Sorveglianza di A2A S.p.A. approva le linee negoziali per l'operazione Edison/Edipower e la proroga del patto parasociale sino al 30 novembre 2011 per definire gli accordi vincolanti**

In data 2 novembre 2011 il Consiglio di Sorveglianza di A2A S.p.A., sotto la Presidenza dell'Avv. Graziano Tarantini, si è riunito ed ha esaminato le linee guida per la prosecuzione delle negoziazioni con EDF S.A. approvate dal Consiglio di Gestione il 31 ottobre 2011. Nel confermarne la coerenza con gli indirizzi strategici della Società, il Consiglio ha approvato i principali elementi per la prosecuzione delle negoziazioni con EDF S.A. da parte del *management* di A2A S.p.A. e di Delmi S.p.A. e l'estensione del patto parasociale sino al 30 novembre 2011 per negoziare l'accordo vincolante con EDF S.A.. Il Consiglio di Sorveglianza ha altresì rinnovato al proprio Presidente e Vice Presidente il mandato, anche disgiunto, di monitorare l'evoluzione del negoziato e gli ulteriori approfondimenti sia di tipo industriale che economico, finanziari e legali connessi alla definizione dell'accordo vincolante.

### **A2A S.p.A. e Codici, insieme ad ACU, Lega Consumatori e La Casa del Consumatore, hanno siglato un accordo per prevenire e denunciare le truffe ai danni dei consumatori**

In data 17 novembre 2011 A2A S.p.A., insieme a Codici, ACU, Lega Consumatori e La Casa del

Consumatore hanno sottoscritto un accordo contro le pratiche commerciali scorrette, con il fine di tutelare i clienti dalle possibili truffe.

Tra le attività previste dal protocollo, l'istituzione dell'Osservatorio sulle pratiche commerciali scorrette: un tavolo di lavoro per individuare e concordare iniziative comuni al quale potranno aderire in futuro anche altre società di vendita e associazioni che ne condividono la finalità.

Secondo i dati dello sportello consumatori dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, nell'ultimo anno e mezzo sono state 3.500 le segnalazioni in tutta la penisola. Le regioni più colpite sono Campania, Lazio, Puglia e Toscana, seguite da Lombardia e Marche. La categoria più interessata dai raggiri è l'utenza domestica (84%). Il Protocollo contro le pratiche commerciali scorrette, firmato con alcune Associazioni dei Consumatori, è un importante passo avanti per la tutela sia dei clienti, sia di quelle aziende che, come A2A S.p.A., operano sul mercato ispirandosi ai principi della trasparenza e del rispetto delle regole.

### **A2A S.p.A.: perfezionata la cessione della società BAS SII S.p.A.**

In data 23 dicembre 2011 A2A S.p.A. ha perfezionato con Uniaque S.p.A. la cessione della partecipazione detenuta in BAS-SII S.p.A., pari al 99,98% del capitale sociale. A fronte della cessione è stato corrisposto ad A2A S.p.A. un prezzo di 23,5 milioni di euro dopo la distribuzione di riserve per circa 2,7 milioni di euro.

BAS-SII S.p.A. gestisce il ciclo idrico integrato nel Comune di Bergamo ed in oltre 30 comuni della Provincia. La cessione avviene nell'ambito del processo di affidamento del servizio idrico integrato e della gestione delle infrastrutture e delle reti ad esso dedicate da parte dell'A.T.O. di Bergamo alla società Uniaque S.p.A., in quanto società interamente pubblica, secondo il modulo di gestione "in house" a seguito delle delibere della Conferenza dell'Ambito Territoriale Ottimale di Bergamo.

### **A2A S.p.A. – DELMI S.p.A. – IREN S.p.A. – EDF S.A.: raggiunto accordo preliminare per l'acquisizione di Edison S.p.A. da parte di EDF S.A. e per l'acquisizione di Edipower S.p.A. da parte di DELMI S.p.A.**

In data 26 dicembre 2011 A2A S.p.A., EDF S.A., Delmi S.p.A., Edison S.p.A. e Iren S.p.A. hanno raggiunto un'intesa preliminare per il riassetto societario di Edison S.p.A. e di Edipower S.p.A.. EDF S.A. acquisterà da Delmi S.p.A., società controllata da A2A S.p.A., il 50% del capitale sociale di Transalpina di Energia S.r.l. (TdE). TdE S.r.l. (50% Delmi S.p.A.- 50% EDF S.A.) detiene il 61,3% del capitale con diritto di voto di Edison S.p.A.. Per effetto dell'acquisizione, EDF S.A. verrà a detenere l'80,7% del capitale di Edison S.p.A.. Il corrispettivo dell'acquisizione del 50% di TdE S.r.l. è pari a 0,84 euro per azione Edison S.p.A.. Contestualmente Delmi S.p.A. acquisirà il 70% del capitale di Edipower S.p.A. attualmente detenuto da Edison S.p.A. (50%) e da Alpiq S.A.

(20%), a un prezzo di circa 604 milioni di euro e 200 milioni di euro. Per effetto dell'acquisizione, Edipower S.p.A. sarà interamente partecipata da Delmi S.p.A. (70%), A2A S.p.A. (20%) e Iren S.p.A. (10%). Saranno inoltre stipulati contratti per la fornitura di gas da Edison S.p.A. a Edipower S.p.A. a condizioni di mercato, per la copertura del 50 % del fabbisogno di Edipower S.p.A. per i prossimi 6 anni. L'intesa è subordinata all'approvazione da parte degli organi societari di A2A S.p.A., EDF S.A., Delmi S.p.A., Edison S.p.A. e Iren S.p.A. entro il 31 gennaio 2012 e sarà efficace dall'ultima delle approvazioni. I contratti definitivi dovranno essere sottoscritti entro il 15 febbraio 2012. Il *Closing* dovrà avvenire entro e non oltre il 30 giugno 2012. L'intera operazione è subordinata alla conferma da parte di Consob che il prezzo dell'offerta pubblica di acquisto obbligatoria, conseguente all'acquisizione del controllo di Edison S.p.A. da parte di EDF S.A., non sia superiore a 0,84 euro per azione, nonché all'approvazione da parte delle competenti autorità *Antitrust*.

Questa operazione rappresenta lo snodo di un percorso iniziato nel 2005 con l'acquisizione congiunta del gruppo Edison S.p.A. da parte di A2A S.p.A. (e degli altri soci di Delmi S.p.A.) e di EDF S.A.. Da tali accordi nasceranno due importanti poli energetici in Italia che, grazie alla stabilizzazione organizzativa e al rilancio delle attività, contribuiranno alla ripresa dello sviluppo economico del Paese generando valore su tutto il territorio e offrendo nuovo impulso al tessuto produttivo italiano.

## Delibere Consiglio di Sorveglianza e Consiglio di Gestione

Il Consiglio di Sorveglianza e il Consiglio di Gestione, riunitisi in data 29 dicembre 2011 in seduta congiunta sotto la presidenza dell'Avv. Graziano Tarantini e dell'Ing. Giuliano Zuccoli, hanno approvato i termini e le condizioni del riassetto della partecipazione detenuta in Edison S.p.A. tramite Delmi S.p.A. conformemente a quanto comunicato ai mercati.

E' stato inoltre dato mandato al Presidente del Consiglio di Gestione, Ing. Giuliano Zuccoli, e al Consigliere e Direttore Generale Dott. Renato Ravanelli di negoziare e stipulare con EDF S.A. un rinnovo dei patti parasociali fino al 15 febbraio 2012, patto la cui scadenza era prevista per il 30 dicembre 2011. Agli stessi è stato conferito mandato per la negoziazione e la sottoscrizione degli accordi definitivi che daranno attuazione ed esecuzione alle operazioni già comunicate ai mercati.

### **29 dicembre 2011: sintesi del comunicato stampa congiunto A2A S.p.A. – DELMI S.p.A. – EDISON S.p.A. – EDF S.A. – IREN S.p.A.**

L'intesa annunciata da EDF S.A., A2A S.p.A., Delmi S.p.A. e Iren S.p.A. in data 26 dicembre 2011 riflette esclusivamente gli elementi essenziali dell'operazione di riorganizzazione di Edison S.p.A. e resta tuttora condizionata all'approvazione dei relativi organi competenti (con riferi-

mento ad EDF S.A. dovranno inoltre essere consultati i sindacati dei lavoratori). Si tratta di un accordo preliminare che verte su principi generali di un'operazione con caratteristiche diverse rispetto a quella oggetto di negoziato nei mesi precedenti e del relativo quesito presentato a Consob da EDF S.A. e Delmi S.p.A. in data 21 novembre 2011, quesito che pertanto verrà formalmente ritirato. EDF S.A. intende presentare un nuovo quesito a Consob nel mese di gennaio.

In merito alla valorizzazione delle azioni Edison S.p.A. a 0,84 euro nel contesto dell'acquisizione del 50% di TdE S.r.l. da parte di EDF S.A., Delmi S.p.A. ed EDF S.A. specificano che tale valorizzazione è il risultato di un negoziato tra le parti e che è in linea con la media dei prezzi di borsa dei precedenti dodici mesi. Stante la struttura dell'attivo e del passivo di TdE S.r.l., il prezzo da corrispondersi per il 50% del capitale di TdE S.r.l. deriverà dalla suddetta valorizzazione delle azioni Edison S.p.A. (pari a circa 1,33 miliardi di euro per il 50% della partecipazione detenuta da TdE S.r.l. in Edison S.p.A.), dedotta la quota parte della posizione finanziaria netta di TdE S.r.l. al momento del perfezionamento dell'operazione.

In merito alla determinazione del prezzo di trasferimento del 70% del capitale sociale di Edipower S.p.A., il prezzo è stato determinato ad esito di un negoziato che ha fatto riferimento all'estremo superiore della valorizzazione del 20% del capitale di Edipower S.p.A. espressa nel preliminare di acquisto redatto tra EDF S.A. e Alpiq S.A. e già nota al mercato (vale a dire, 150 – 200 milioni di euro per il 20% del capitale di Edipower S.p.A.). Con riferimento alla partecipazione del 50% di Edipower S.p.A., all'esito delle negoziazioni l'acquirente ha accettato di corrispondere un ammontare ulteriore pari a 100 milioni di euro, per cui il prezzo che Delmi S.p.A. dovrà corrispondere ad Edison S.p.A. sarà pari a circa 600 milioni di euro.

In merito ai contratti di fornitura di gas tra Edipower S.p.A. ed Edison S.p.A., l'intesa raggiunta ha natura preliminare, persegue l'interesse delle due società e non prevede termini specifici al di là di quanto annunciato, vale a dire una durata di sei anni, volumi pari al 50% del fabbisogno di Edipower S.p.A. e prezzi a condizioni di mercato (esprese nel mercato termoelettrico); clausole di flessibilità di consegna saranno oggetto di negoziazione tra le parti secondo condizioni di mercato. La stipula, a seguito della definizione degli ulteriori termini dei contratti, è prevista entro la data di perfezionamento dell'operazione.

In merito alla attivazione della procedura sulle operazioni con parti correlate ed al regolamento Consob che disciplina la materia, considerato che l'intesa annunciata in data 27 dicembre 2011 è subordinata alla approvazione da parte degli organi sociali competenti, Edison S.p.A. ha comunicato che tale procedura è stata attivata con riguardo alla selezione, da parte degli amministratori indipendenti, degli *advisor* Goldman Sachs e Rothschild, che forniranno loro assistenza per gli aspetti valutativi nell'ambito di detta approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione.





## Osservazioni

sull'andamento della gestione

## Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

### Situazione economica

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 31 dicembre 2011, confrontati con il precedente esercizio:

| <i>Milioni di euro</i>                                                     | <b>01 01 2011<br/>31 12 2011</b> | <b>01 01 2010<br/>31 12 2010</b> | <b>Variazioni</b> |
|----------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-------------------|
| <b>Ricavi</b>                                                              | <b>6.198</b>                     | <b>6.041</b>                     | <b>157</b>        |
| <i>di cui:</i>                                                             |                                  |                                  |                   |
| - Ricavi di vendita e prestazioni                                          | 6.096                            | 5.923                            | 173               |
| - Altri ricavi operativi                                                   | 102                              | 118                              | (16)              |
| Costi operativi                                                            | (4.698)                          | (4.447)                          | (251)             |
| Costi per il personale                                                     | (558)                            | (554)                            | (4)               |
| <b>Margine operativo lordo</b>                                             | <b>942</b>                       | <b>1.040</b>                     | <b>(98)</b>       |
| Ammortamenti                                                               | (415)                            | (427)                            | 12                |
| Accantonamenti e svalutazioni                                              | (226)                            | (115)                            | (111)             |
| <b>Risultato operativo netto</b>                                           | <b>301</b>                       | <b>498</b>                       | <b>(197)</b>      |
| Oneri netti di gestione finanziaria                                        | (123)                            | (132)                            | 9                 |
| Quota di risultato di società ad equity                                    | (132)                            | 28                               | (160)             |
| Altri proventi non operativi                                               | 6                                | -                                | 6                 |
| Altri costi non operativi                                                  | (10)                             | (1)                              | (9)               |
| <b>Utile al lordo delle imposte</b>                                        | <b>42</b>                        | <b>393</b>                       | <b>(351)</b>      |
| Oneri per imposte sui redditi                                              | (148)                            | (158)                            | 10                |
| <b>Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte</b> | <b>(106)</b>                     | <b>235</b>                       | <b>(341)</b>      |
| Risultato netto da attività non correnti cedute o destinate alla vendita   | (810)                            | (39)                             | (771)             |
| Risultato di pertinenza di terzi                                           | 496                              | 112                              | 384               |
| <b>Risultato dell'esercizio</b>                                            | <b>(420)</b>                     | <b>308</b>                       | <b>(728)</b>      |

Nel 2011 i ricavi del Gruppo sono risultati complessivamente pari a 6.198 milioni di euro, di cui 265 milioni di euro relativi al Gruppo EPCG (6.041 milioni di euro nell'esercizio precedente, di cui 298 milioni di euro relativi al Gruppo EPCG).

I ricavi di vendita e prestazioni sono risultati pari a 6.096 milioni di euro, mentre gli altri ricavi si sono attestati a 102 milioni di euro.

Di seguito si riportano i principali dati quantitativi che hanno contribuito alla formazione di tali ricavi:

|                                                       | 31 12 2011 | 31 12 2010 |
|-------------------------------------------------------|------------|------------|
| EE venduta a clienti grossisti e <i>retail</i> (GWh)  | 23.646     | 20.177     |
| EE venduta in Borsa (GWh)                             | 13.203     | 17.177     |
| EE venduta sui mercati esteri (GWh)                   | 11.994     | 8.932      |
| EE venduta (GWh) – EPCG                               | 4.720      | 4.682      |
| Gas venduto a clienti grossisti e <i>retail</i> (Mmc) | 4.005      | 4.194      |
| Calore venduto (GWht)                                 | 2.874      | 3.038      |
| EE distribuita (GWh)                                  | 11.489     | 11.375     |
| EE distribuita (GWh) - EPCG                           | 2.564      | 2.516      |
| Gas distribuito (Mmc)                                 | 2.011      | 2.255      |
| Acqua distribuita (Mmc)                               | 69         | 69         |
| Acqua depurata (Mmc)                                  | 40         | 41         |
| Rifiuti smaltiti (Kton)                               | 2.626      | 2.763      |

Le vendite sono prevalentemente riconducibili alla produzione degli impianti gestiti dal Gruppo:

|                                                                 | 31 12 2011 | 31 12 2010 |
|-----------------------------------------------------------------|------------|------------|
| Produzione termoelettrica (GWh)                                 | 8.210      | 9.039      |
| Produzione termoelettrica (GWh) - EPCG                          | 1.452      | 1.272      |
| Produzione idroelettrica (GWh)                                  | 3.525      | 3.830      |
| Produzione idroelettrica (GWh) - EPCG                           | 1.204      | 2.749      |
| Produzione calore (GWht)                                        | 2.478      | 2.569      |
| Produzione di energia elettrica da cogenerazione (GWh)          | 602        | 574        |
| Vendita di EE da impianti di termovalorizzazione e biogas (GWh) | 1.209      | 1.179      |

Il Margine operativo lordo si è attestato complessivamente a 942 milioni di euro, in riduzione di 98 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente.

La tabella che segue evidenzia la dinamica del risultato industriale per aree di attività.

| <i>Milioni di euro</i>            | <b>31 12 2011</b> | <b>31 12 2010</b> |
|-----------------------------------|-------------------|-------------------|
| Filiera Energia                   | 336               | 441               |
| - elettricità                     | 242               | 359               |
| - gas                             | 94                | 82                |
| Filiera Calore e Servizi          | 85                | 70                |
| Filiera Ambiente                  | 287               | 262               |
| Filiera Reti                      | 259               | 298               |
| Filiera Altri Servizi e Corporate | (25)              | (31)              |
| <b>Totale</b>                     | <b>942</b>        | <b>1.040</b>      |

La Filiera *Energia* mostra una marginalità in riduzione rispetto all'anno precedente; la flessione dei risultati del comparto elettrico è stata in parte compensata dall'incremento dei margini del settore gas.

Il *comparto elettrico*, al netto del contributo della controllata montenegrina EPCG, evidenzia una riduzione pari a 69 milioni di euro rispetto all'anno precedente. La flessione è sostanzialmente attribuibile alla contrazione dei margini delle vendite di energia elettrica nonché al minor contributo della valorizzazione delle eccedenze di certificati ambientali.

Il contributo del settore energia elettrica di EPCG, nell'esercizio in esame, risulta in calo di 48 milioni di euro rispetto al 2010.

La diminuzione è prevalentemente riconducibile alle minori produzioni idroelettriche registrate nel 2011 e al conseguente incremento delle quantità di energia elettrica importata, in un contesto di mercato caratterizzato da prezzi crescenti, nonché al ritardo dell'adeguamento delle tariffe di vendita ai clienti finali alla crescita dei costi di approvvigionamento.

Nel *comparto gas*, la strategia di approvvigionamento, volta a cogliere le opportunità derivanti da un contesto di mercato caratterizzato da eccesso di offerta di gas sui mercati all'ingrosso, ha più che compensato gli effetti sfavorevoli dello scenario energetico sulle dinamiche relative alle formule di indicizzazione dei contratti di acquisto e di quelli di vendita nonché il calo dei volumi venduti, anche a causa di una stagione termica particolarmente mite. Il risultato del Comparto è stato di 12 milioni di euro superiore a quello dell'anno precedente.

Il Margine operativo lordo della Filiera *Calore e Servizi* si attesta a 85 milioni di euro, 70 milioni di euro nell'esercizio precedente. La crescita, pari a 15 milioni di euro, è prevalentemente dovuta allo sviluppo commerciale nel Comparto Teleriscaldamento e al buon andamento del Comparto Gestione Impianti. Tali effetti positivi sono stati solo in parte compensati da quelli derivanti dalla mite stagione termica.

Il Margine operativo lordo della Filiera *Ambiente* si attesta a 287 milioni di euro (262 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Tale risultato è principalmente ascrivibile alle buone *performance* economiche degli impianti *waste to energy* gestiti dal Gruppo e ai maggiori ricavi per la vendita di energia elettrica da essi prodotta.

La contrazione della marginalità della Filiera *Reti* per l'attività svolta in Italia è dovuta al Comparto della Distribuzione di Energia Elettrica che, nell'esercizio 2010, aveva beneficiato dell'iscrizione di conguagli relativi alla "perequazione specifica aziendale".

La flessione della marginalità del Comparto Reti del Gruppo EPCG è invece sostanzialmente attribuibile alla riduzione delle tariffe di distribuzione deliberata, nell'aprile del 2011, dall'Autorità di regolazione locale.

Gli **Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni** risultano complessivamente pari a 641 milioni di euro (542 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'incremento è principalmente attribuibile alla svalutazione dell'avviamento attribuito al Gruppo EPCG per 94 milioni di euro, il cui impatto sul Conto economico consolidato del Gruppo A2A, dedotta la quota attribuita ai terzi, è pari a 41 milioni di euro, e ad alcune svalutazioni del Gruppo Aspem e del Gruppo Ecodeco, parzialmente compensato dalla diminuzione degli ammortamenti dell'esercizio.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte il **Risultato operativo netto** è risultato pari a 301 milioni di euro, rispetto ai 498 milioni di euro al 31 dicembre 2010.

Gli **Oneri netti della gestione finanziaria** ammontano a 123 milioni di euro (132 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Il miglioramento è riconducibile al positivo andamento dei *fair value* dei derivati finanziari di copertura del rischio tasso e al consistente calo dell'indebitamento medio (-300 milioni di euro circa), effetti parzialmente compensati dalla crescita del costo medio del denaro.

La **Quota di risultato di società consolidate ad equity** è negativa per 132 milioni di euro mentre nell'esercizio 2010 il risultato era stato positivo per 28 milioni di euro. La voce comprende gli effetti (negativi per 123 milioni di euro) della valutazione della partecipazione che A2A S.p.A. detiene direttamente in Edipower S.p.A. (20%) effettuata sulla base di una perizia svolta nell'ambito dell'operazione di acquisizione del 70% della partecipazione in Edipower S.p.A. da parte della controllata Delmi.

La voce in esame accoglie inoltre gli effetti dei risultati delle valutazioni delle partecipazioni in Acsm-Agam S.p.A., PremiumGas S.p.A, Dolomiti Energia S.p.A. ed Ergosud S.p.A..

Gli **Altri costi e proventi non operativi** sono pari a 4 milioni di euro al 31 dicembre 2011 (1 milione di euro al 31 dicembre 2010).

Gli **Oneri per imposte** nell'esercizio in esame sono risultati pari a 148 milioni di euro (158 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e risentono sia del generale aumento dell'aliquota della cd. "Robin Hood tax", elevata dal 6,5% al 10,5% per il triennio 2011-2013, sia dell'ampliamento del perimetro delle società soggette alla medesima addizionale, con l'assoggettamento, a partire dall'esercizio 2011, anche delle attività di distribuzione di energia elettrica e gas, in precedenza escluse. Inoltre si è incrementata nell'esercizio anche l'aliquota dell'IRAP, aumentata al 4,20% rispetto al precedente 3,90% per le società che esercitano attività di imprese concessionarie diverse da quelle di costruzione e gestione di autostrade e trafori.

Il **Risultato netto da attività operative non correnti cedute o destinate alla vendita**, negativo per 810 milioni di euro (negativo per 39 milioni di euro al 31 dicembre 2010), include principalmente la svalutazione della partecipazione in Transalpina di Energia S.r.l., detenuta da Delmi S.p.A., per 847 milioni di euro.

L'impatto della svalutazione sul conto economico del Gruppo A2A, al netto della quota di pertinenza di terzi azionisti, risulta pari a 433 milioni di euro.

Tale partecipazione è stata valutata considerando complessivamente gli accordi sottoscritti tra A2A S.p.A., Delmi S.p.A., EDF S.A. e Alpiq S.A. lo scorso 15 febbraio che prevedono la cessione da parte di Delmi S.p.A. del 50% di Transalpina di Energia S.r.l. ad un prezzo pari a 704 milioni di euro e l'acquisizione da parte di Delmi S.p.A. da Edison S.p.A. e da Alpiq S.A. del 70% di Edipower S.p.A. ad un valore pari a 804 milioni di euro.

Nella voce in oggetto è compreso il contributo positivo relativo alle cessioni delle partecipazioni in Metroweb S.p.A. e CESI contabilizzato al netto dei costi sostenuti per l'operazione.

Al 31 dicembre 2010 tale voce risultava negativa per 39 milioni di euro ed accoglieva la svalutazione della partecipazione detenuta in Transalpina di Energia S.r.l. rettificata dalla plusvalenza generatasi dalla cessione del 5,16% della società Alpiq Holding AG. Al netto della quota di pertinenza di terzi azionisti, la voce risultava positiva per 88 milioni di euro.

Il **risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo**, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti è negativo per 420 milioni di euro (positivo per 308 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Il risultato dell'esercizio depurato delle plusvalenze per cessioni di asset e al netto delle svalutazioni operate su partecipazioni, immobilizzazioni immateriali e materiali è positivo per 168 milioni di euro.

## Situazione patrimoniale e finanziaria

Il “**Capitale investito**” consolidato ammonta, alla data del 31 dicembre 2011 a 7.614 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio Netto per 3.593 milioni di euro (di cui 826 milioni di euro riferiti alle quote di terzi) e nell’indebitamento finanziario netto per 4.021 milioni di euro.

Il “**Capitale di funzionamento**”, pari a 850 milioni di euro, risulta in aumento di 87 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 e risente principalmente dell’incremento di crediti fiscali per circa 120 milioni di euro che si prevede vengano riassorbiti nell’esercizio in corso.

Il “**Capitale immobilizzato netto**”, comprensivo delle “Attività/Passività destinate alla vendita”, risulta pari a 6.764 milioni di euro (-1.211 milioni di euro). Il decremento risulta principalmente riconducibile alla valutazione della partecipazione detenuta nella società Transalpina di Energia S.r.l. ed alla svalutazione di alcuni assets relativi al Gruppo EPCG, al Gruppo Aspem ed al Gruppo Ecodeco.

La “**Posizione finanziaria netta**” è pari a 4.021 milioni di euro al 31 dicembre 2011. L’incremento di 128 milioni di euro è riconducibile agli effetti netti di una positiva generazione di cassa per 401 milioni di euro, a introiti per cessioni pari a 79 milioni di euro, a spese per investimento e a dividendi pari rispettivamente a 310 e 298 milioni di euro.

| Milioni di euro                                                | 31 12 2011   | 31 12 2010   | Variazioni     |
|----------------------------------------------------------------|--------------|--------------|----------------|
| <b>CAPITALE INVESTITO</b>                                      |              |              |                |
| <b>Capitale immobilizzato netto</b>                            | <b>5.846</b> | <b>7.911</b> | <b>(2.065)</b> |
| - Immobilizzazioni materiali                                   | 4.685        | 4.872        | (187)          |
| - Immobilizzazioni immateriali                                 | 1.503        | 1.552        | (49)           |
| - Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*) | 535          | 2.423        | (1.888)        |
| - Altre attività/passività non correnti (*)                    | (133)        | (137)        | 4              |
| - Crediti/passività per imposte anticipate/differite           | (10)         | (63)         | 53             |
| - Fondi rischi, oneri e passività per scariche                 | (462)        | (460)        | (2)            |
| - Benefici a dipendenti                                        | (272)        | (276)        | 4              |
| di cui con contropartita il Patrimonio netto                   | (112)        | (118)        |                |
| <b>Capitale di funzionamento</b>                               | <b>850</b>   | <b>763</b>   | <b>87</b>      |
| - Rimanenze                                                    | 267          | 239          | 28             |
| - Crediti commerciali e altre attività correnti (*)            | 2.368        | 2.416        | (48)           |
| - Debiti commerciali e altre passività correnti (*)            | (1.790)      | (1.854)      | 64             |
| - Attività per imposte correnti/debiti per imposte             | 5            | (38)         | 43             |
| di cui con contropartita il Patrimonio netto                   | (8)          | 3            | -              |
| <b>Attività/passività destinate alla vendita (*)</b>           | <b>918</b>   | <b>64</b>    | <b>854</b>     |
| di cui con contropartita il Patrimonio netto                   | -            | -            |                |
| <b>TOTALE CAPITALE INVESTITO</b>                               | <b>7.614</b> | <b>8.738</b> | <b>(1.124)</b> |
| <b>FONTI DI COPERTURA</b>                                      |              |              |                |
| <b>Patrimonio netto</b>                                        | <b>3.593</b> | <b>4.845</b> | <b>(1.252)</b> |
| Totale Posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo      | 3.729        | 3.635        | 94             |
| Totale Posizione finanziaria entro l'esercizio successivo      | 292          | 258          | 34             |
| <b>Totale Posizione finanziaria netta</b>                      | <b>4.021</b> | <b>3.893</b> | <b>128</b>     |
| di cui con contropartita il Patrimonio netto                   | (32)         | (41)         |                |
| <b>TOTALE FONTI</b>                                            | <b>7.614</b> | <b>8.738</b> | <b>(1.124)</b> |

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

| Milioni di euro                                                                       | 01 01 2011<br>31 12 2011 | 01 01 2010<br>31 12 2010 |
|---------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| <b>Posizione finanziaria netta all'inizio dell'esercizio</b>                          | <b>(3.893)</b>           | <b>(4.644)</b>           |
| <b>Apporto Posizione finanziaria netta EPCG</b>                                       | <b>–</b>                 | <b>56</b>                |
| Risultato netto dell'esercizio (comprende utile di terzi) (**)                        | (951)                    | (26)                     |
| Ammortamenti                                                                          | 415                      | 427                      |
| Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali                   | 125                      | 23                       |
| Risultato da partecipazioni valutate a <i>equity</i>                                  | 979                      | 231                      |
| Svalutazioni di partecipazioni                                                        | 4                        | 5                        |
| Imposte nette pagate                                                                  | (240)                    | (69)                     |
| Variazioni delle attività e delle passività (*)                                       | 78                       | 252                      |
| <b>Flussi finanziari netti da attività operativa</b>                                  | <b>410</b>               | <b>843</b>               |
| <b>Flussi finanziari da attività di investimento</b>                                  | <b>(225)</b>             | <b>60</b>                |
| <b>Free cash flow</b>                                                                 | <b>185</b>               | <b>903</b>               |
| Dividendi pagati dalla capogruppo                                                     | (298)                    | (217)                    |
| Dividendi pagati dalle controllate                                                    | (6)                      | (28)                     |
| <b>Cash flow da distribuzione dividendi</b>                                           | <b>(304)</b>             | <b>(245)</b>             |
| Variazioni delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto | (9)                      | 37                       |
| <b>POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DELL'ESERCIZIO</b>                           | <b>(4.021)</b>           | <b>(3.893)</b>           |

(\*) 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 del Gruppo successivi al 31 dicembre 2011

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

ECPI ha confermato l'inclusione di A2A S.p.A. nell'indice ECPI *Ethical EMU Equity*, in base alla valutazione condotta alla fine dello scorso anno. L'indice seleziona e 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, attraverso una metodologia basata su una serie di indicatori che prendono in considerazione tematiche 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'ottimizzazione e l'espansione della rete di teleriscaldamento e 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 così 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.

## **Delmi S.p.A.: approvata all'unanimità la cessione della partecipazione in Transalpina di Energia S.r.l. (TDE) a EDF S.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 che prevede la cessione a EDF S.A. della propria quota in Transalpina di Energia S.r.l. (holding di 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. ed Edipower S.p.A..

In particolare Delmi S.p.A. acquisisce il 70% di Edipower S.p.A. da Edison S.p.A. (50%) e Alpiq S.A. (20%) a un prezzo complessivo di 804 milioni di euro. EDF S.A. acquisisce da Delmi S.p.A. il 50% di Transalpina di Energia S.r.l., società della quale possiede già il restante 50% e che detiene, a sua volta, il 61,3% del capitale con diritto di voto di Edison S.p.A. ad un prezzo pari a 704 milioni di euro. Sono stati inoltre concordati gli elementi principali di un contratto di fornitura gas da Edison S.p.A. a Edipower S.p.A. che coprirà il 50% dei fabbisogni di Edipower S.p.A. stessa per un periodo di 6 anni a condizioni di mercato. Il *closing* dovrà avvenire non oltre il 30 giugno 2012. L'intera operazione rimane subordinata alla conferma da parte di Consob che il prezzo di offerta pubblica di acquisto obbligatoria, conseguente all'acquisizione del controllo di Edison S.p.A. da parte di EDF S.A., sia non superiore a 0,84 euro per azione. L'operazione è inoltre subordinata all'approvazione da parte delle competenti autorità *Antitrust*.

## **A2A S.p.A.: nomina Presidente e Componente Consiglio di Gestione**

In data 17 febbraio 2012 il Consiglio di Sorveglianza di A2A S.p.A. si è riunito sotto la Presidenza dell'Avv. Graziano Tarantini e ha provveduto, ai sensi dello statuto, a nominare il Prof. Carlo Secchi componente del Consiglio di Gestione di A2A S.p.A..

Il Consiglio di Sorveglianza ha provveduto, inoltre, a nominare il consigliere di Gestione Dott. Giuseppe Sala Presidente del Consiglio di Gestione di A2A S.p.A. Il Consiglio di Gestione, così integrato, rimarrà in carica sino alla prima riunione del Consiglio di Sorveglianza successiva al suo rinnovo previsto con l'Assemblea del 29 maggio 2012.

## **A2A S.p.A.: cessione della partecipazione detenuta in E-utile S.p.A.**

A2A S.p.A. ha ceduto il 49% della società E-utile S.p.A. a Atos, società internazionale operante nel settore dei servizi IT. 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 IT sia alle società del Gruppo A2A sia al libero mercato. A2A S.p.A. ha incassato circa 10,3 milioni di euro per l'operazione, 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.



## Evoluzione prevedibile della gestione

La finalizzazione degli accordi di riassetto azionario relativi a Edison consentiranno di allargare in modo significativo, nel secondo semestre dell'anno, il perimetro delle attività gestite dal Gruppo A2A nel settore della generazione elettrica con conseguente incremento del Margine operativo lordo. Il risultato netto del Gruppo, che nell'esercizio in esame ha risentito delle operazioni straordinarie, come meglio descritto nel paragrafo "Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria", tornerà ad esprimere i valori positivi connessi alla gestione caratteristica.

## Proposte di copertura della perdita dell'esercizio al 31 dicembre 2011 e distribuzione del dividendo

Il bilancio d'esercizio di A2A S.p.A., al 31 dicembre 2011, presenta una perdita pari a euro 464.870.414,00.

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 copertura della perdita d'esercizio pari a euro 464.870.414,00 utilizzando una quota delle Riserve disponibili senza intaccare la Riserva Legale.

Il Consiglio di Gestione ha inoltre proposto all'Assemblea degli azionisti di pagare un dividendo pari a euro 40.377.839,68, in misura tale da assicurare una remunerazione di euro 0,013 per ciascuna azione ordinaria in circolazione (pari a n. 3.105.987.668 azioni, tenendo conto delle n. 26.917.609 azioni proprie in portafoglio) prelevando l'importo dalle Altre Riserve.

Il dividendo ordinario sarà pagato a decorrere dal 21 giugno 2012, con data stacco della cedola il 18 giugno 2012.

Il Consiglio di Gestione



## Analisi dei principali settori di attività

## Gruppo A2A – Aree di attività

Il Gruppo A2A opera principalmente nei settori della produzione, della vendita e della distribuzione di gas e di energia elettrica, del teleriscaldamento, dell’ambiente e del ciclo idrico integrato. Tali settori sono a loro volta riconducibili alle seguenti “filieri”:

- Filiera Energia;
- Filiera Calore e Servizi;
- Filiera Ambiente;
- Filiera Reti;
- Altri Servizi e Corporate.

Tale 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.

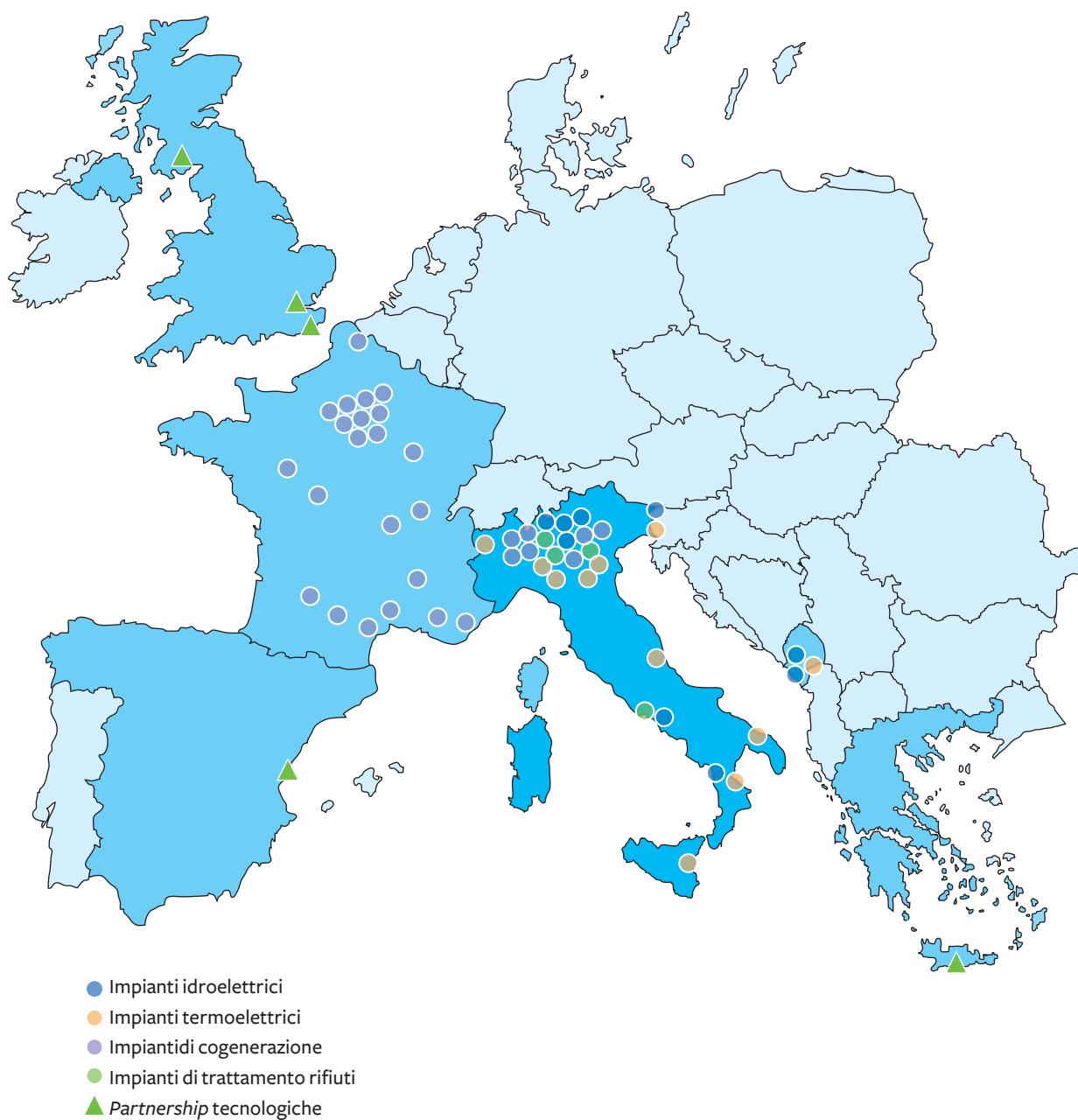
### Filieri del Gruppo A2A

| Impianti termoelettrici ed idroelettrici | Impianti di cogenerazione      | Raccolta e spazzamento            | Reti elettriche        | Altri servizi     |
|------------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|------------------------|-------------------|
| Energy Management                        | Reti TLR                       | Trattamento                       | Reti gas               | Servizi corporate |
| Vendita EE e Gas                         | Vendita calore e altri servizi | Smaltimento e recupero energetico | Ciclo idrico integrato |                   |

### Filieri del Gruppo A2A

- Energia
- Calore e Servizi
- Ambiente
- Reti
- Altri Servizi e Corporate

## Aree geografiche di attività



Risultati per settore di attività

| Milioni di euro                                                 | Energia              |                      | Calore e Servizi     |                      |  |
|-----------------------------------------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--|
|                                                                 | 01 01 11<br>31 12 11 | 01 01 10<br>31 12 10 | 01 01 11<br>31 12 11 | 01 01 10<br>31 12 10 |  |
| Ricavi                                                          | 4.905                | 4.702                | 397                  | 367                  |  |
| – di cui intersettoriali                                        | 185                  | 160                  | 34                   | 32                   |  |
| Margine operativo lordo                                         | 336                  | 441                  | 85                   | 70                   |  |
| % sui Ricavi                                                    | 6,9%                 | 9,4%                 | 21,4%                | 19,1%                |  |
| Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni (*)                 | (248)                | (211)                | (48)                 | (54)                 |  |
| Risultato operativo netto                                       | 88                   | 230                  | 37                   | 16                   |  |
| % sui Ricavi                                                    | 1,8%                 | 4,9%                 | 9,3%                 | 4,4%                 |  |
| Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria                    |                      |                      |                      |                      |  |
| Oneri/Proventi non operativi                                    |                      |                      |                      |                      |  |
| Risultato ante imposte                                          |                      |                      |                      |                      |  |
| Oneri per imposte sui redditi                                   |                      |                      |                      |                      |  |
| Risultato netto                                                 |                      |                      |                      |                      |  |
| Risultato netto da Attività non correnti destinate alla vendita |                      |                      |                      |                      |  |
| Risultato di terzi                                              |                      |                      |                      |                      |  |
| Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo         |                      |                      |                      |                      |  |
| Investimenti lordi <sup>(1)</sup>                               | 32                   | 464 (a)              | 96                   | 69                   |  |

- (\*) Si segnala che le "Elisioni/Rettifiche di consolidamento" della voce "Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni" per il periodo gennaio-dicembre 2010 sono state attribuite direttamente alle singole Filieri.
- (a) Comprende l'effetto del primo consolidamento del Gruppo EPCG per 417 milioni di euro.
- (b) Comprende l'effetto del primo consolidamento del Gruppo EPCG per 509 milioni di euro.
- (c) Comprende l'effetto del primo consolidamento del Gruppo EPCG per 13 milioni di euro.
- (1) Si vedano le voci "Investimenti" dei prospetti riportati alle note n. 1 e 2 riguardanti le Immobilizzazioni materiali e immateriali.

| Milioni di euro                                     | Energia  |          | Calore e Servizi |          |  |
|-----------------------------------------------------|----------|----------|------------------|----------|--|
|                                                     | 31 12 11 | 31 12 10 | 31 12 11         | 31 12 10 |  |
| Immobilizzazioni materiali                          | 2.171    | 2.290    | 471              | 465      |  |
| Immobilizzazioni immateriali                        | 57       | 60       | 163              | 118      |  |
| Crediti commerciali e attività finanziarie correnti | 1.903    | 2.478    | 182              | 190      |  |
| Debiti commerciali e passività finanziarie correnti | 1.606    | 2.075    | 174              | 163      |  |

|  | Reti                 |                      | Ambiente             |                      | Altri Servizi e Corporate |                      | Elisioni             |                      | Totale Gruppo        |                      |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
|  | 01 01 11<br>31 12 11 | 01 01 10<br>31 12 10 | 01 01 11<br>31 12 11 | 01 01 10<br>31 12 10 | 01 01 11<br>31 12 11      | 01 01 10<br>31 12 10 | 01 01 11<br>31 12 11 | 01 01 10<br>31 12 10 | 01 01 11<br>31 12 11 | 01 01 10<br>31 12 10 |
|  | 684                  | 705                  | 823                  | 790                  | 237                       | 241                  | (848)                | (764)                | 6.198                | 6.041                |
|  | 374                  | 322                  | 34                   | 30                   | 221                       | 220                  | (848)                | (764)                | –                    | –                    |
|  | 259                  | 298                  | 287                  | 262                  | (25)                      | (28)                 |                      | (3)                  | 942                  | 1.040                |
|  | 37,9%                | 42,3%                | 34,9%                | 33,2%                | (10,5%)                   | (11,6%)              |                      |                      | 15,2%                | 17,2%                |
|  | (113)                | (129)                | (108)                | (110)                | (30)                      | (39)                 | (94)                 | 1                    | (641)                | (542)                |
|  | 146                  | 169                  | 179                  | 152                  | (55)                      | (67)                 | (94)                 | (2)                  | 301                  | 498                  |
|  | 21,3%                | 24,0%                | 21,7%                | 19,2%                | (23,2%)                   | (27,8%)              |                      |                      | 4,9%                 | 8,2%                 |
|  |                      |                      |                      |                      |                           |                      |                      |                      | (255)                | (104)                |
|  |                      |                      |                      |                      |                           |                      |                      |                      | (4)                  | (1)                  |
|  |                      |                      |                      |                      |                           |                      |                      |                      | 42                   | 393                  |
|  |                      |                      |                      |                      |                           |                      |                      |                      | (148)                | (158)                |
|  |                      |                      |                      |                      |                           |                      |                      |                      | (106)                | 235                  |
|  |                      |                      |                      |                      |                           |                      |                      |                      | (810)                | (39)                 |
|  |                      |                      |                      |                      |                           |                      |                      |                      | 496                  | 112                  |
|  |                      |                      |                      |                      |                           |                      |                      |                      | (420)                | 308                  |
|  | 119                  | 643 (b)              | 35                   | 58                   | 28                        | 37 (c)               | –                    | –                    | 310                  | 1.271                |

|  | Reti     |          | Ambiente |          | Altri Servizi e Corporate |          | Elisioni |          | Totale Gruppo |          |
|--|----------|----------|----------|----------|---------------------------|----------|----------|----------|---------------|----------|
|  | 31 12 11 | 31 12 10 | 31 12 11 | 31 12 10 | 31 12 11                  | 31 12 10 | 31 12 11 | 31 12 10 | 31 12 11      | 31 12 10 |
|  | 1.456    | 1.481    | 477      | 525      | 220                       | 222      | (110)    | (111)    | 4.685         | 4.872    |
|  | 1.364    | 1.357    | 37       | 39       | 79                        | 72       | (197)    | (94)     | 1.503         | 1.552    |
|  | 341      | 339      | 256      | 255      | 309                       | 128      | (800)    | (1.193)  | 2.191         | 2.197    |
|  | 305      | 298      | 176      | 184      | 560                       | 363      | (798)    | (1.185)  | 2.023         | 1.898    |

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 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 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 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*.

## Quadro macroeconomico

Nel 2011 le tensioni sul debito sovrano nell'area dell'euro e la persistente incertezza circa il processo di consolidamento delle finanze pubbliche negli Stati Uniti si sono pesantemente ripercosse sulle prospettive di crescita delle economie avanzate; anche in Giappone, alla ripresa del terzo trimestre ha fatto seguito un progressivo indebolimento nell'ultima parte dell'anno. Sulla base delle indicazioni del *Bureau of Economic Analysis* (BEA) e del Fondo Monetario Internazionale (IMF), nel quarto trimestre del 2011 la crescita annualizzata del PIL in termini reali per gli Stati Uniti è stata pari al 2,8%, registrando un andamento pari a circa l'1,8% per tutto il 2011. Tale dato si confronta con un PIL mondiale pari a 3,8%, spinto dalle principali economie emergenti, sebbene anch'esse in lieve rallentamento.

Per quanto riguarda l'Area Euro, nel corso del 2011 sono emerse in maniera sempre più critica le difficoltà nel consolidare la leggera ripresa del quadro di congiuntura economica avviato nel 2010, sfociate poi in un peggioramento delle condizioni economiche congiunturali. In particolare, la maggior parte degli indicatori ha registrato una vera e propria inversione di tendenza verso una decelerazione del ciclo economico, alla cui base vi sono i seguenti fattori:

- gli orientamenti restrittivi della politica di bilancio di molti Paesi dell'Area Euro in difficoltà, che riducono la capacità di spesa delle famiglie e quindi le prospettive di crescita dei diversi Paesi;
- i timori relativamente alla sostenibilità del debito pubblico per alcuni Paesi dell'Area Euro, in particolare Grecia, Spagna, Italia, Portogallo e Irlanda. L'accumulo di squilibri importanti sul versante delle finanze pubbliche ha iniziato da tempo e sta ancora generando fortissime tensioni sui mercati dei titoli del debito sovrano, con un aumento della percezione nei mercati del rischio di insolvenza da parte di un numero crescente di Stati. Per far fronte alla crisi, i Governi dei suddetti Paesi hanno implementato negli ultimi mesi programmi di riduzione del deficit pubblico i quali mostrano prevalentemente un segno restrittivo della politica di bilancio;
- i rincari dei prezzi delle materie prime iniziati già a partire dal 2010, i quali nel corso del 2011 si sono stabilizzati su livelli elevati, scontando squilibri a livello di domanda e offerta dei fondamentali e in parte un *outlook* economico in peggioramento.

Il quadro congiunturale materializzatosi progressivamente nel corso del 2011 è pertanto caratterizzato da bassi tassi di crescita e prezzi al consumo sotto pressione, con un ulteriore rallentamento nella seconda metà dell'anno. Secondo i dati forniti dalla Banca Centrale Europea (BCE) e dalla Banca d'Italia, la crescita del PIL per l'Area Euro ha registrato un forte rallentamento nell'ul-

timo trimestre del 2011 rispetto ai mesi precedenti (1% atteso contro 1,8% per i primi nove mesi del 2011), attestandosi intorno all'1,6%, di poco inferiore rispetto alla crescita registrata nel 2010.

Le condizioni economiche per l'Italia sono ancor più critiche di quelle dell'Area Euro nel suo insieme. Secondo le più recenti elaborazioni dell'ISTAT, l'ultimo trimestre del 2011 ha infatti visto l'Italia entrare in fase recessiva, con un decremento del PIL dello 0,4% rispetto al quarto trimestre 2010, a seguito di un graduale declino nel corso dei primi nove mesi del 2011: l'andamento del PIL italiano per l'anno 2011 è stato quindi positivo per lo 0,4%, contro una crescita dell'1,4% registrata nel 2010.

Il forte rallentamento nella crescita dell'Area Euro e la recessione per l'Italia sollevano seri dubbi sulla rapidità della discesa dei deficit europei e questo concorre a spiegare le tensioni sui mercati del debito pubblico nel 2011 e acuitesi negli ultimi mesi.

Il differenziale di rendimento tra i titoli di Stato decennali italiani e quelli tedeschi, che avevano raggiunto in novembre i 550 punti base, valore massimo dall'introduzione dell'euro, si era significativamente ridotto a inizio dicembre, con l'insediamento del nuovo governo e dopo l'annuncio di nuove incisive misure correttive del bilancio pubblico, portandosi a circa 370 punti base. Lo *spread* è tuttavia tornato ad aumentare fino a 530, riflettendo presumibilmente le incertezze degli investitori circa l'adeguatezza e l'effettiva attuazione delle decisioni del vertice europeo del 9 dicembre, nonché l'aggravamento dei timori circa la natura sistemica della crisi. La media del differenziale BTP decennale – Bund tedesco si è quindi attestato in media per tutto l'anno trascorso sui 2,7%.

In tale contesto di incertezza, il 2011 ha visto anche il tasso di inflazione dell'Area Euro attestarsi su livelli considerevoli: +2,7%, con un'accelerazione negli ultimi mesi dell'anno. L'aumento della pressione fiscale è stato considerevole rispetto al 2010, quando l'inflazione è stata pari all'1,6%. Le cause alla base di questo andamento sono prevalentemente le pressioni provenienti dalla componente energia del paniere, in particolare con riferimento ai prezzi di energia elettrica e gas, che rispondono con un certo *time lag* all'andamento del prezzo del petrolio, e i rincari passati dei beni alimentari.

Per quanto riguarda l'Italia, la dinamica dei prezzi al consumo è stata pressoché allineata con quella registrata nell'Area Euro, con un tasso di inflazione per il 2011 pari al 2,8%. L'aumento di un punto percentuale dell'IVA a settembre in Italia, come parte del pacchetto di misure fiscali attuate dal Governo Berlusconi, ha contribuito solo marginalmente alla crescita dei prezzi nazionali.

A risentire del peggioramento della congiuntura macroeconomica dell'Area Euro sono stati anche i mercati valutari. Nel corso del 2011 il tasso di cambio euro/dollaro, pari a 1,39 dollari in media annua, ha subito un ampio deprezzamento a partire dal mese di settembre, con un calo dell'8% a fine anno rispetto al picco di 1,44 dollari raggiunto nel mese di aprile. La velocità di caduta è spiegata dalla combinazione di due fattori sfavorevoli: da una parte, il precipitare della crisi del debito sovrano per alcuni Paesi europei, dall'altra l'inversione di rotta da parte della Banca Centrale Europea con la decisione di non innalzare ancora una volta i tassi di interesse, dopo le manovre di aprile e luglio 2011.

## Andamento mercato energetico

Nel corso del 2011 lo scenario economico di riferimento in rapido deterioramento, in particolare modo nei Paesi OECD, e le tensioni sui debiti sovrani dei Paesi del Sud Europa hanno determinato una revisione al ribasso delle prospettive di crescita di tutti i principali Paesi OECD, assieme alla forte riduzione della ricchezza finanziaria delle famiglie a causa della caduta dei costi azionari su tutte le principali borse europee.

In tale contesto il prezzo del petrolio, solitamente elemento anticipatore del ciclo economico, ha seguito un andamento in contrasto con quanto osservato negli ultimi anni e con i fondamentali economici.

In particolare, la quotazione media del *Brent* per il 2011 è stata pari a 111 \$/bbl, in crescita del 40% circa rispetto all'anno precedente (80 \$/bbl). Ciò è ascrivibile soprattutto alle tensioni dal lato offerta, derivanti dall'incertezza sul quadro politico dell'intero mondo arabo, la quale condiziona le aspettative relative alla disponibilità di greggio nel medio termine, soprattutto per quanto riguarda i Paesi produttori non-OPEC, e nonostante aspettative di evoluzione della domanda in ribasso.

A testimonianza dell'anomalia nell'andamento del *Brent* nel corso del 2011 rispetto alla congiuntura economica vi è inoltre una discontinuità nella usuale dinamica congiunta rispetto al tasso di cambio €/€, quest'ultimo in aumento del 5% rispetto al valore medio del 2010. Con ogni probabilità ciò è legato al maggior peso delle problematiche lato offerta rispetto al quadro macroeconomico: difatti, a fronte di uno brusco indebolimento del dollaro rispetto all'euro nel secondo semestre 2011 (-8% a livello tendenziale), il *Brent* si è mantenuto nel corso degli ultimi sei mesi del 2011 su livelli medi sostenuti (intorno a 110 \$/bbl), seppur in forte riduzione rispetto al livello massimo raggiunto in aprile (123,5 \$/bbl).

Per quanto riguarda l'andamento del mercato elettrico nazionale, il 2011 è stato caratterizzato da una graduale ripresa della richiesta di energia elettrica per i primi nove mesi dell'anno, tendenza che ha però subito una brusca inversione nell'ultimo quadrimestre a causa di un ulteriore peggioramento delle condizioni economiche congiunturali e di una nuova frenata della

dinamica industriale italiana. Secondo i dati forniti da Terna, la domanda di energia elettrica nel 2011 è stata pari a 332.274 GWh, in crescita dell'1,3% rispetto al 2010 (327.982 GWh). In particolare, la produzione netta è rimasta stabile rispetto all'anno precedente, e si è attestata su 289.166 GWh.

La copertura del fabbisogno in potenza nel giorno di punta massima del 2011 è stata garantita dalla produzione nazionale per l'84,7% e da importazioni nette per il restante 12,2% (dati Terna); rispetto al 2010, si evidenzia il maggior contributo da parte delle importazioni (+2 punti percentuali circa) alla copertura del carico.

La produzione elettrica nazionale netta si è attestata sui 289.166 GWh, sostanzialmente in linea con il dato registrato nel 2010 (288.292 GWh), mentre il saldo con l'estero è aumentato del 3,5% (45.626 GWh contro 44.090 GWh nel 2010).

In particolare, la produzione netta è stata garantita per il 75% da fonte termoelettrica, per il 16,5% da fonte idroelettrica, mentre le fonti rinnovabili hanno contribuito per un totale pari all'8,3% (di cui 3,2% relativa all'energia da fotovoltaico e 3,3% all'eolico). Rispetto al 2010, l'apporto della produzione termoelettrica si è ridotto di circa un punto percentuale rispetto al totale della produzione netta attestandosi a 217.369 GWh (-1,2% rispetto all'anno precedente); ancora più importante è stato il calo della produzione da fonte idroelettrica, pari a 47.672 GWh, in discesa di quasi il 10% sul 2010. Il *trend* negativo della generazione tradizionale è stato compensato dall'andamento registrato dalla produzione da fonti rinnovabili, che ha raggiunto un totale di 24.125 GWh, in aumento del 55% rispetto al 2010: nel dettaglio, l'energia eolica è risultata in aumento del 9,7% (9.560 GWh) e l'energia fotovoltaica di oltre il 400% (9.258 GWh); più modesto l'apporto della produzione da fonte geotermica (+1,8%).

L'andamento dei volumi scambiati sulla Borsa elettrica italiana (acquisti/vendite) ha seguito il *trend* rilevato della richiesta di energia elettrica, evidenziando una graduale ripresa dopo l'inversione di tendenza avuta nel precedente esercizio.

La quotazione media del PUN (Prezzo Unico Nazionale *Base Load*) per il 2011 si è attestata ad un livello pari a 72,2 €/MWh, con un incremento pari al 13% rispetto al valore rilevato per lo stesso periodo dell'anno precedente (pari a 64,1 €/MWh).

La ripresa del PUN ha caratterizzato soprattutto la seconda parte dell'anno, passando da 65 €/MWh nel mese di gennaio 2011 a 79 €/MWh circa a fine anno. Tale andamento può essere spiegato dai seguenti fattori: in primo luogo, sebbene ancora molto lontani dai livelli precedenti alla crisi, si è assistito nel corso del 2011 ad una leggera ripresa della richiesta sulla rete rispetto al 2010; in secondo luogo, la crescita registrata dai costi del combustibile per la generazione elettrica che è stata scaricata per gran parte dagli operatori nell'aumento del prezzo all'ingrosso; infine, la crescita significativa dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso nelle ore

di basso carico (Prezzo *Off Peak* per il 2011 pari a 66,6 €/MWh, +16% rispetto al 2010), attraverso i quali i produttori sono riusciti a recuperare in misura maggiore rispetto a quanto avvenuto nel 2010, i propri costi variabili di generazione, a fronte di una situazione di mercato caratterizzata da sovracapacità rispetto alla domanda di elettricità. In tale contesto, si è difatti assistito ad una riduzione del differenziale tra prezzi *Peak* e *Off Peak*, passato da quasi 19 €/MWh nel 2010 a 15,6 €/MWh nel 2011.

A fronte di costi di generazione degli impianti a ciclo combinato in aumento rispetto al 2010 (+12% circa), l'incremento di poco superiore per i prezzi *Base load* sul mercato spot ha supportato la marginalità (*Spark Spread*) degli operatori.

## Gas metano

Con riferimento al mercato del gas naturale in Italia, in base ai dati pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico nel corso del 2011 il volume di gas consumato si è attestato pari a 77.831 milioni di mc, evidenziando un calo del 6,3% rispetto al 2010. Il medesimo dato riferito al singolo mese di dicembre registra un vero e proprio crollo dei consumi del 16,9% (8.876 milioni di mc contro i 10.680 del 2010).

Analogo andamento ha caratterizzato tutti e tre i comparti: il settore domestico ha registrato un calo dell'8% rispetto al 2010, a causa delle temperature comparativamente più alte; gli utilizzi industriali, sebbene in calo del 4% rispetto al mese di dicembre 2011, sono aumentati su base annua del 2%; la maggiore flessione in termini percentuali si registra infine per la domanda termoelettrica, in calo del 7% sul 2010. Tale diminuzione è legata allo spostamento del mix elettrico nazionale su altre fonti.

Nel corso dell'anno si evidenzia altresì un calo relativamente agli altri fattori concorrenti al bilancio nazionale, e quindi della produzione nazionale (-0,5%, pari a 8.363 milioni di mc), delle importazioni (-6,6%, pari a 70.369), e delle esportazioni (-11,9%, pari a 124 milioni di mc).

Tra gli *entry-point* della rete nazionale si segnala il minor apporto del gasdotto Greenstream (-75,1%), motivato dal prolungato fermo della condotta legato alle vicende politiche della Libia, e la ripresa del gasdotto Transitgas (+38,7%) dopo il blocco registrato a fine 2010.

Si osserva, infine, il dato positivo registrato dalla variazione delle scorte (+48,8%), dovuto all'attività di iniezione effettuata nei giacimenti di stoccaggio che ha registrato immissioni per 777 milioni di mc contro i 522 milioni del 2010.

Nel 2011 il mercato dell'approvvigionamento di gas in Italia è stato influenzato in particolare dagli avvenimenti politici verificatisi in Libia, che hanno indotto il gruppo Eni a sospendere, per

ragioni di sicurezza, la produzione di gas ed a chiudere il metanodotto Greenstream, che trasporta il metano di origine libica in Italia (circa il 10% sul totale delle forniture italiane). L'impatto della mancanza di questa infrastruttura è stato mitigato dall'imminente conclusione della stagione invernale, in presenza di un livello di riempimento degli stoccaggi ancora sufficiente a garantire la copertura dei consumi civili, e da un mercato strutturalmente lungo che ha caratterizzato tutto l'anno termico 2010/2011. Con la conclusione del conflitto libico il gruppo Eni, effettuate le opportune verifiche tecniche, in data 13 ottobre 2011 ha riavviato il metanodotto Greenstream.

Un'altra infrastruttura di trasporto che ha registrato interruzioni nel corso dell'anno è stata il metanodotto Transitgas, che trasporta in Italia il metano proveniente dal nord Europa. Il metanodotto, chiuso nel luglio 2010 a causa di una frana e successivamente riavviato in modalità provvisoria il 24 dicembre 2010, dal mese di aprile 2011 è stato poi disponibile per i rimanenti mesi dell'anno, ad eccezione di un breve periodo durante il mese di ottobre nel quale gli avvenimenti atmosferici ne hanno richiesto l'interruzione cautelativa.

Per tutto il 2011 sono proseguite, ed in molti casi sono ancora in corso, le rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento di lungo termine, in qualche occasione anche ricorrendo alle procedure arbitrali previste contrattualmente. Tali rinegoziazioni, attivate dai soggetti grossisti, mirano al riallineamento dei prezzi dei contratti *take or pay* ai prezzi presenti sul mercato *spot* del gas, che negli ultimi anni ha scontato lo strutturale eccesso di offerta a livello europeo determinando livelli di prezzo sensibilmente inferiori ai contratti di lungo periodo.

Gli avvenimenti politici occorsi in Libia, in Iran e in altri paesi mediorientali hanno avuto, invece, un pesante impatto indiretto sul prezzo del gas, legato alle ripercussioni sul mercato dei prodotti petroliferi: il prezzo del *Brent DTD* è oscillato tra un massimo di 125 \$/bbl ed un minimo di 102 \$/bbl con elevata volatilità. I prezzi del gas dei contratti di lungo termine hanno avuto nell'ultima parte dell'anno un incremento importante legato sia alle dinamiche delle quotazioni dei prodotti petroliferi, sia al deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA, che ha raggiunto il livello di 1,3 nella parte finale dell'anno a causa della crisi economica di molti paesi europei.

## 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 6,6 GW <sup>(1)</sup>;
- **Energy Management:** attività di compravendita di energia elettrica e di combustibili, gasosi 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 | <ul style="list-style-type: none"><li>● Abruzzoenergia</li><li>● A2A Energia</li><li>● A2A Trading</li><li>● Plurigas</li><li>● Aspem Energia</li><li>● EPCG</li></ul> |
| Energy Management                        |                                                                                                                                                                        |
| Vendita EE e Gas                         |                                                                                                                                                                        |

(1) Include il 20% degli impianti Edipower e gli impianti di EPCG.

## Recente evoluzione normativa nel settore dell'energia elettrica

### Concessioni idroelettriche di grande derivazione

L'Unione Europea, con nota del 15 marzo 2011, ha emesso una lettera di costituzione in mora nei confronti della Repubblica Italiana a causa delle modalità di proroga previste dalla Legge n. 122 del 2010, ritenute contrarie alle norme europee in materia di libertà di stabilimento. In particolare, la legge citata prevedeva una proroga generalizzata di 5 anni di tutte le concessioni, ed una ulteriore proroga di 7 anni da concedere al verificarsi di determinate condizioni.

La procedura di infrazione dovrebbe, peraltro, essere archiviata a seguito di quanto disposto dalla sentenza n. 205/2011 (pubblicata il 13 luglio 2011), con la quale la Corte Costituzionale ha accolto un ricorso presentato dalla Regione Liguria in merito alle tematiche in oggetto, dichiarando l'illegittimità:

- delle disposizioni di cui alla Legge n. 122/10 volte a prorogare le concessioni di grande derivazione d'acqua per uso idroelettrico (per periodi di 5 e 7 anni), in quanto incoerenti con le disposizioni costituzionali in materia di riparto di competenze Stato-Regioni (la materia è sottoposta a competenza legislativa regionale);
- della norma che prevedeva l'operatività delle disposizioni in questione “...fino all'adozione di diverse disposizioni legislative da parte delle regioni, per quanto di loro competenza...” (cosiddetta clausola di “cedevolezza”), in quanto “...l'esigenza di colmare, per il tempo necessario all'emanazione della normativa regionale, un vuoto legislativo nell'applicazione di principi fondamentali statali in concreto non sussiste...”.

A livello locale la Regione Lombardia, anche in vista della scadenza di alcune concessioni nel proprio bacino territoriale, con l'articolo 14 della Legge n. 19 del 23 dicembre 2010 ha modificato la Legge regionale n. 26 del 12 dicembre 2003, inserendo l'articolo 53-bis il quale, tra le altre, contiene disposizioni in merito alla prosecuzione temporanea dell'esercizio, ai profili proprietari susseguenti la scadenza degli affidamenti in essere, e all'esercizio delle infrastrutture e degli impianti. A seguito di ciò, con delibera n. 1205 del 29 dicembre 2010, la Giunta Regionale, dando prima attuazione delle disposizioni sopra citate, 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, considerate scadute, nonostante le citate disposizioni della norma statale, al 31 dicembre 2010. La delibera ha confermato, altresì, l'obbligo di corrispondere i canoni e i sovracanonici previsti e di effettuare i lavori di manutenzione ordinaria e straordinaria previsti dal citato art. 53-bis; inoltre ha demandato a successiva deliberazione la determinazione, tra l'altro, del canone aggiuntivo da corrispondere a partire dal 1 gennaio 2011.

Tale 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, in data 24 febbraio 2011, il Consiglio dei Ministri ha deliberato l'impugnazione, dinanzi alla Corte Costituzionale, di alcune delle disposizioni adottate con la citata Legge della Regione Lombardia 23 dicembre 2010, n. 19, in particolare gli articoli 3, comma 2 e 14, commi 3, 7, 8, 9 e 10, in quanto lesive delle competenze statali.

Con sentenza n. 339/2011 la Corte Costituzionale ha dichiarato l'incostituzionalità delle norme impugnate. Di conseguenza restano in vigore, tra l'altro, 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. Tali commi, infatti, non sono stati impugnati dal Governo a febbraio con il ricorso nei confronti del quale la Corte s'è recentemente pronunciata, ma da A2A con ricorso incidentale nell'ambito del giudizio promosso contro la delibera di Giunta regionale della fine dell'anno 2010 avanti al TSAP, il quale ad oggi, non si è ancora pronunciato in merito.

Infine, la Legge Regionale 28 dicembre 2011, n. 22, integrando la Legge Regionale 29 giugno 2009, n. 10, 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.

Per ulteriori dettagli si rimanda alla trattazione della tematica riportata nella sezione relativa al Rischio normativo e regolatorio.

## **Canoni per le concessioni relative a derivazioni d'acqua**

Con la Legge Regionale n. 22/2011, a partire dall'annualità 2012, 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, è fissato pari a 34.000 euro per modulo d'acqua.

Tale disposizione regionale risulta impattante per le derivazioni termoelettriche di raffreddamento delle centrali termoelettriche di Cassano d'Adda e di Ponti sul Mincio.

## **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, a fronte dell'adempimento all'impegno di rendere disponibile capacità produttiva nei giorni ad alta e media criticità,

e di 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 la delibera ARG/elt n. 166/10 è stata rivista la formula per il calcolo dell'ulteriore corrispettivo, di cui all'art. 48 dell'allegato A alla delibera n. 111/06.

Poiché la modalità di calcolo prevista risulta essere discriminante e distorsiva dei meccanismi di funzionamento dei mercati di riferimento, A2A Trading S.r.l. ha presentato dinanzi al TAR ricorso avverso l'Autorità per l'abrogazione di tale previsione.

Nel frattempo, con delibera ARG/elt n. 98/11, a chiusura delle numerose consultazioni succedutesi sul tema, 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) da parte del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

Il sistema così adottato 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 delibere ARG/elt n. 8/11 e ARG/elt n. 110/11, l'Autorità ha modificato la delibera n. 111/06, in materia di determinazione dei corrispettivi riconosciuti agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico (impianti i cui titolari abbiano chiesto l'applicazione della modalità di remunerazione ordinaria), con particolare riferimento alle condizioni di offerta dell'energia prodotta da unità ammesse alla reintegrazione dei costi e ad alcune modalità di quantificazione delle variabili utilizzate dal meccanismo di remunerazione.

## **Incentivazione produzione da rinnovabili**

In data 29 marzo 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.

Le principali misure previste, peraltro, potranno essere attuate solo a seguito dell'emanazione di ulteriori decreti ministeriali (per la maggior parte a cura di Mse e Minambiente).

Per una sintesi dei contenuti delle norme adottate si rimanda a quanto indicato nella sezione relativa al Rischio normativo.

### **Prezzo di offerta Certificati Verdi nella titolarità del Gse - anno 2011**

Con delibera ARG/elt n. 5/11, in applicazione dei criteri di cui alla delibera ARG/elt n. 24/08, l'Autorità ha determinato il prezzo di offerta dei Certificati Verdi nella titolarità del Gse per l'anno 2011, nella misura di 66,90 euro/MWh (per il 2010, ai sensi della delibera ARG/elt n. 3/10, tale valore era risultato pari a 67,18 euro/MWh).

### ***Emissions Trading***

Ai sensi della Direttiva Europea 2003/87/CE, dal 1° gennaio 2005 i gestori di impianti che emettono in atmosfera CO<sub>2</sub> devono essere muniti di un'autorizzazione a tal fine rilasciata dall'Autorità nazionale competente e coprire le proprie emissioni con equivalenti diritti, per parte rilasciati 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 CO<sub>2</sub> per impianti (cd. nuovi entranti) 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.

Con delibera ARG/elt n. 117/10 l'Autorità ha stabilito che i crediti spettanti ad ogni avente diritto siano definiti, annualmente, sulla base della quantità di quote trasmesse all'AEEG 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.

Per quanto di competenza dell'anno 2010 e dei successivi due, la delibera 16/2010 del Comitato Nazionale per la gestione della delibera 2003/87/CE ha stabilito per l'impianto di Canavese (A2A Calore & Servizi S.r.l.) e per la centrale termofrigorifera integrata di cogenerazione (Varese Risorse S.p.A.) che le quote da considerare come base di calcolo per il credito spettante siano pari rispettivamente a 56.285 tonnellate e 10.518 tonnellate per ogni anno.

Con determina del 5 aprile 2011, in applicazione della metodologia definita con delibera ARG/elt 77/08, l'Autorità ha inoltre definito i criteri per il riconoscimento, ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92, per l'anno 2010, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE limitatamente all'energia elettrica ceduta al Gestore dei servizi energetici (Gse), nell'ambito di convenzioni di cessione destinata stipulate ai sensi del citato provvedimento.

In particolare, ai fini dell'applicazione dell'articolo 5 della delibera ARG/elt n. 77/08 per l'anno 2010, l'Autorità ha determinato rispettivamente il valore del termine PFLEX pari a 12,30 €/t ed il valore del termine PEUA pari a 14,13 €/t.

Con delibera ARG/elt n. 111/11, l'Autorità ha determinato i crediti spettanti, per gli anni 2008, 2009 e 2010, ai gestori di impianti o parti di impianto riconosciuti come nuovi entranti nel sistema dell'*Emissions Trading* ai sensi dell'art. 3, comma 1, lettera m), del Decreto Legislativo 4 aprile 2006, n. 216.

La delibera integra, in particolare, quanto precedentemente disposto con delibera ARG/elt n. 38/11, con la quale per il 2010 erano stati riconosciuti, per le società del gruppo A2A:

- per l'impianto di Canavese (A2A Calore & Servizi S.r.l.), crediti per 807.126,90 euro, a copertura del mancato riconoscimento di quote per 56.285 tonnellate di emissione di CO<sub>2</sub>, valorizzate a 14,34 euro per ciascuna tonnellata;
- per la Centrale termofrigorifera integrata da cogenerazione (Varese Risorse S.p.A.), crediti per 150.828,12 euro, a copertura del mancato riconoscimento di quote per 10.518 tonnellate di CO<sub>2</sub>, valorizzate a 14,34 euro per ciascuna tonnellata.

Con il provvedimento in oggetto l'Autorità riconosce pertanto, oltre a competenze relative ad altri operatori, alla società Ergosud S.p.A., per l'anno 2010, con riferimento alla centrale turbogas a ciclo combinato di Scandale, crediti per un totale di 8.050.030,38 euro, a copertura del mancato riconoscimento di quote di emissione di CO<sub>2</sub> per un totale di 550.795. Di queste, in particolare:

- 189.771 sono state valorizzate a 14,34 euro/t;
- 361.024 sono state valorizzate a 14,76 euro/t.

E' stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 224 del 26 settembre 2011 il DPR 11 luglio 2011, n. 157, che ha adottato il Regolamento di esecuzione del Regolamento (CE) n. 166/2006 relativo all'istituzione di un Registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti e che modifica le direttive 91/689/CEE e 96/61/CE.

## **Prezzo di cessione energia elettrica per i titolari di impianti in convenzione CIP 6/92**

La Legge n. 99/09 ha previsto che, a decorrere dall'anno 2009, il valore della componente relativa al Costo Evitato di Combustibile (CEC) del prezzo di cessione dell'energia CIP 6, spettante ai titolari di impianti convenzionati, da riconoscere in acconto fino alla fissazione del valore annuale di conguaglio, sia determinato con decreto Mse, su proposta dell'AEEG. Inoltre, la norma ha chiarito che tali aggiornamenti debbano essere effettuati sulla base di periodi trimestrali di registrazione delle quotazioni dei prodotti del paniere di riferimento della componen-

te convenzionale relativa al valore del gas naturale di cui alla delibera dell'AEEG n. 154/08.

Nel mese di febbraio 2011, il Gestore dei servizi energetici (Gse) ha pubblicato le tabelle relative ai prezzi di cessione per l'energia prodotta in regime CIP 6/92 che dovranno essere utilizzate dai produttori titolari di impianti con tale convenzione per la valorizzazione dell'energia ceduta allo stesso Gse nel primo trimestre 2011.

Con D.M. dell'8 giugno scorso, su proposta dell'Autorità per l'Energia, il Ministero dello sviluppo economico, ai fini della definizione del valore di congruaggio 2010 del Costo Evitato di Combustibile (CEC) per gli impianti in regime CIP 6, ha quantificato il valore del prezzo medio del combustibile convenzionale per il 2010 pari a 29,05 €/mc (con D.M. 12 luglio 2010, ai fini del congruaggio 2009 il prezzo era stato quantificato in 29,59 €/mc).

### **Green Pricing**

Con delibera ARG/elt n. 104/11, l'Autorità ha definito le informazioni che ogni contratto di vendita di energia rinnovabile, siglato a decorrere dall'1 ottobre 2011 con riferimento all'energia elettrica fornita ai clienti finali a decorrere dall'1 gennaio 2012, deve riportare affinché la stessa quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non venga computata in più contratti di energia verde.

L'Autorità prevede che, a tal fine, si utilizzino 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 31 luglio 2009. Le società di vendita potranno comunque utilizzare altri strumenti e marchi di certificazione di natura volontaria, fermo restando che ogni contratto di vendita di energia rinnovabile dovrà essere comprovato dalle GO. Sono state, quindi, introdotte alcune modifiche al Codice di condotta commerciale, per quanto attiene 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 e 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.

## Regolazione settore energia elettrica in Montenegro

Il settore dell'energia elettrica in Montenegro è regolato dalla Legge sull'Energia (una prima Legge sull'Energia era stata emanata nel 2003, mentre nel corso del 2010 è stata promulgata la Legge attualmente in vigore). Sulla base di tale norma, il Governo, nel definire la politica economica del Paese, indica anche la strategia per il settore energetico. L'Agenzia Regolatoria per l'Energia (RAE), un organismo autonomo e indipendente istituito con la Legge del 2003, ha il compito di regolare il settore, in tutte le fasi della filiera (generazione, trasmissione, distribuzione e vendita ai clienti finali), in coerenza con le indicazioni del Governo e sulla base delle disposizioni contenute nella Legge sull'Energia.

La nuova Legge detta disposizioni in termini di *unbundling* funzionale (separazione contabile, separazione gestionale e separazione delle informazioni commercialmente sensibili) di tutte le attività del settore dell'energia elettrica; inoltre, l'attività di distribuzione deve essere separata societariamente entro la fine del 2011 dalle altre attività gestite dalla società verticalmente integrata.

Fino al 2010, le tariffe venivano determinate sulla base delle “Regole sulle tariffe elettriche” adottate da RAE ai sensi della Legge del 2003. La metodologia applicata da RAE era ispirata ad un principio di remunerazione dei costi di tipo *cost-plus*, in base al quale le tariffe vengono determinate in modo tale da assicurare la copertura dei costi effettivi dell'operatore, garantendogli una remunerazione del capitale investito senza peraltro stimolare in modo particolare eventuali forme di efficientamento.

A partire dall'anno 2011 esse vengono determinate sulla base delle regole stabilite dalla Legge sull'Energia emanata nel 2010. In particolare, in base all'art 52 della citata legge, entro sei mesi dall'entrata in vigore avrebbe dovuto essere approvata una metodologia tariffaria provvisoria, in attesa della metodologia tariffaria definitiva da approvare entro la fine del 2011.

Conseguentemente, nel mese di luglio 2010 l'Agenzia di Regolazione del Montenegro ha sottoposto a consultazione le bozze di delibere sulla metodologia provvisoria, confermando quale criterio per la definizione delle tariffe il metodo *cost-plus*. A seguito di ciò, nei primi mesi del 2011, la RAE ha adottato il provvedimento di determinazione delle tariffe per il periodo 1.04.2011-31.03.2012, definito “periodo transitorio”, fissando tariffe sensibilmente inferiori a quelle precedentemente riconosciute.

Contro tale provvedimento la società EPCG ha presentato ricorso al Tribunale Amministrativo montenegrino ed, in seguito, alla Suprema Corte del Paese. Attualmente il procedimento è ancora in corso.

Le criticità presenti nella regolazione dei settori energetici sono state sottolineate anche dalla

Commissione Europea nel proprio *report* finalizzato alla valutazione del paese ai fini dell'ingresso quale membro effettivo della Comunità Europea, dove si afferma che la regolazione, in particolare dell'energia elettrica, sia ancora inadeguata rispetto agli standard europei.

Conseguentemente, negli ultimi mesi del 2011, l'Agenzia ha posto in consultazione la nuova metodologia per la determinazione delle tariffe di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, nonché quella per definire i prezzi di vendita dell'energia ai clienti finali. Tale metodologia introduce elementi regolatori in linea con quelli vigenti nei principali paesi europei, quali la presenza di periodi regolatori pluriennali (tre anni), metodologie di valorizzazione del capitale e del tasso di remunerazione ampiamente condivise, introduzione del metodo del *price-cap*. L'Agenzia di Regolazione dovrà tener conto delle differenze riscontrate nel periodo transitorio tra i valori effettivi e quelli stabiliti nell'approvazione delle tariffe vigenti nel primo periodo di regolazione Luglio 2012 – Luglio 2015.

In data 30 dicembre 2011 la RAE ha approvato la nuova metodologia tariffaria in vigore dal 1 agosto 2012. Sono inoltre state approvate le tariffe in vigore dal 1 gennaio 2012 al 31 luglio 2012, in crescita rispetto a quelle in vigore nel 2011.

## Recente evoluzione normativa nel settore del gas naturale

### **Mercato *upstream* gas**

#### **Riaspetto del mercato e 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 n. 45/11.

Tale avvio è avvenuto in un contesto di incertezza normativa con riferimento alla disciplina delle garanzie richieste agli operatori al fine di operare nel mercato del bilanciamento. La disciplina disegnata dalla società Snam Rete Gas era, infatti, stata impugnata da alcuni operatori in quanto ritenuta eccessivamente onerosa. In data 14 dicembre 2011, a mercato avviato, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas aveva disposto la sospensione delle modalità applicative di tale sistema a seguito dell'accoglimento da parte del TAR Lombardia dell'istanza di ricorso presentata da alcuni operatori. A seguito del rigetto, sempre da parte del TAR Lombardia, dell'istanza presentata dall'Autorità per la revoca e/o modifica della sospensiva, l'Autorità è infine intervenuta nel merito con la delibera ARG/gas n. 192/11, adottando opportune iniziative urgenti a tutela del mercato del bilanciamento del gas.

## La disciplina introdotta dal Decreto Stoccaggi

Nel mese di aprile 2011 è entrato nel vivo l'iter per l'assegnazione della nuova capacità di stoccaggio di cui all'art. 6.5 del D.Lgs. 130/2010 (cd. Decreto Stoccaggi) con la prima fase delle procedure a mercato di aggiudicazione dei 3 miliardi di mc complessivi di nuova capacità di stoccaggio messi a disposizione da Stogit: 2,033 miliardi di mc sono stati assegnati ai clienti industriali (a fronte di una richiesta di oltre 9 miliardi di mc), e 967 milioni di mc sono stati assegnati alle Pmi (a fronte di una richiesta di poco superiore a 1 miliardo di mc), ad un prezzo pari a 1,250155 euro/GJ. Per l'anno termico 2011/2012 non vi è dunque capacità disponibile per il conferimento ai clienti termoelettrici.

Il GSE ha successivamente pubblicato la versione definitiva del regolamento delle procedure concorrenziali per la selezione degli stoccatori virtuali, unitamente al relativo schema di contratto, rendendo così possibile l'avvio operativo della disciplina.

## Fornitura gas

### Condizioni economiche servizio di tutela

È tuttora in corso il contenzioso in merito alla delibera ARG/gas n. 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 n. 77/11, la quale ha disposto la proroga fino al 30 settembre 2012 del meccanismo previsto dalla delibera ARG/gas n. 89/10, sebbene il valore del coefficiente  $k$  sia stato leggermente innalzato (da 0,925 a 0,935).

Con delibera ARG/gas n. 200/11 l'Autorità è intervenuta infine in materia di commercializzazione del gas naturale al dettaglio, rivedendo le attuali metodologie di determinazione della relativa componente QVD applicata ai clienti finali nell'ambito del servizio di tutela gas, ed a definirne le modalità di remunerazione degli esercenti il servizio di tutela.

### Vendita Gas Diversi

L'Autorità, con la delibera ARG/gas 124/11, ha introdotto alcune modifiche all'Allegato A della delibera ARG/gas 64/09, relativamente ai gas diversi. In particolare, è stato introdotto l'aggiornamento mensile della componente QEPROMC a copertura del costo della materia prima, eliminando la soglia di invarianza pari al 5%; si è provveduto, inoltre, alla definizione del valore delle componenti QVDgpl e QVDgasmanufatti per il periodo 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2013, fissandole rispettivamente a 0,176000 euro/Smc e 44,00 euro/punto di riconsegna per anno. Successivamente, con la deliberazione ARG/gas 193/11, l'Autorità ha modificato la moda-

lità di aggiornamento dell'elemento QTCAi a copertura dei costi di trasporto e altri costi, il quale varierà ad inizio anno solare il valore in base alla media ponderata, con pesi pari al 50%, del tasso di inflazione e della variazione del prezzo del gasolio così come rilevati dall'ISTAT.

## **Provvedimenti comuni ai due settori (energia elettrica e gas)**

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

Al termine di un articolato iter legislativo, il 25 ottobre scorso il Parlamento ed il Consiglio Europeo hanno adottato il nuovo Regolamento UE n. 1227/2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), 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 le principali previsioni, 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, nonché impone agli operatori di rendere note le cd. "informazioni privilegiate". L'organo deputato al monitoraggio sulle operazioni di mercato è l'Agenzia per la Cooperazione tra i Regolatori Nazionali dell'Energia (ACER).

Ad esclusione di alcuni specifici articoli, il 28 dicembre scorso sono entrate in vigore buona 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, e che prevede che siano rese pubbliche le "informazioni privilegiate" di cui un operatore disponga in relazione ad un proprio impianto o ad una propria attività.

### **Tutela dei clienti finali**

Dal 1° gennaio 2011, è in vigore il Codice di condotta commerciale introdotto con delibera ARG/com n. 104/10 che trova applicazione nel caso in cui venga proposto, da qualsiasi esercente la vendita, un contratto di fornitura nel libero mercato a clienti finali alimentati in BT e/o con consumi di gas naturale non superiori a 200.000 Smc/anno.

Con delibera ARG/gas n. 71/11 l'Autorità, sulla base di quanto stabilito dal D. Lgs. n. 93/11, ha modificato la delibera ARG/gas n. 64/09 e ridefinito il perimetro dei clienti finali aventi diritto al servizio di tutela estendendolo anche ai clienti non domestici con consumo annuo inferiore a 50.000 Smc ed, indipendentemente dal loro consumo, alle attività di servizio pubblico.

## Dati quantitativi - settore energia elettrica

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

| GWh                                  | 31 12 2011    | 31 12 2010    | Variazioni     | % 2011/2010   |
|--------------------------------------|---------------|---------------|----------------|---------------|
| <b>FONTI</b>                         |               |               |                |               |
| <b>Produzioni nette</b>              | <b>11.735</b> | <b>12.869</b> | <b>(1.134)</b> | <b>(8,8%)</b> |
| -produzione termoelettrica           | 8.210         | 9.039         | (829)          | (9,2%)        |
| -produzione idroelettrica            | 3.525         | 3.830         | (305)          | (8,0%)        |
| <b>Acquisti</b>                      | <b>37.108</b> | <b>33.417</b> | <b>3.691</b>   | <b>11,0%</b>  |
| -acquirente unico                    | 2.983         | 3.241         | (258)          | (8,0%)        |
| -borsa                               | 11.958        | 13.207        | (1.249)        | (9,5%)        |
| -mercati esteri                      | 14.898        | 10.543        | 4.355          | 41,3%         |
| -altri acquisti                      | 7.269         | 6.426         | 843            | 13,1%         |
| <b>TOTALE FONTI</b>                  | <b>48.843</b> | <b>46.286</b> | <b>2.557</b>   | <b>5,5%</b>   |
| <b>USI</b>                           |               |               |                |               |
| Vendite mercato tutelato             | 2.983         | 3.241         | (258)          | (8,0%)        |
| Vendite a clienti idonei e grossisti | 20.663        | 16.936        | 3.727          | 22,0%         |
| Vendite in borsa                     | 13.203        | 17.177        | (3.974)        | (23,1%)       |
| Vendite mercati esteri               | 11.994        | 8.932         | 3.062          | 34,3%         |
| <b>TOTALE USI</b>                    | <b>48.843</b> | <b>46.286</b> | <b>2.557</b>   | <b>5,5%</b>   |

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

Nell'esercizio 2011 la produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 11.735 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 37.108 GWh, per una disponibilità complessiva di 48.843 GWh.

La produzione è risultata in riduzione rispetto all'anno precedente dell'8,8%.

La flessione della produzione termoelettrica è stata determinata dal minor fattore di carico delle centrali del Gruppo e dall'uscita dal perimetro del contratto di *Tolling* con Edipower S.p.A. della centrale ad olio di San Filippo del Mela, gestita direttamente da Edipower S.p.A. in regime di essenzialità.

Anche la produzione idroelettrica è risultata inferiore rispetto all'esercizio 2010, che aveva beneficiato dell'eccezionale piovosità registrata in Calabria nei primi mesi dell'anno, con produzioni ampiamente al di sopra delle medie storiche.

Gli acquisti di energia elettrica sono risultati in crescita dell'11% rispetto all'esercizio precedente passando da 33.417 GWh a 37.108 GWh.

Si evidenzia, inoltre, un incremento delle vendite sui mercati *retail* e *wholesales* e una crescita delle quantità di energia elettrica intermedie sui mercati esteri, che hanno più che compensato le minori vendite di energia elettrica sulla piattaforma Ipx.

Di seguito si riporta una sintesi dei dati quantitativi relativi al settore energia elettrica del Gruppo EPCG, consolidato integralmente “linea per linea” dal 31 dicembre 2010.

| GWh                            | 31 12 2011   | 31 12 2010   | Variazioni     | % 2011/2010    |
|--------------------------------|--------------|--------------|----------------|----------------|
| <b>FONTI</b>                   |              |              |                |                |
| <b>Produzioni</b>              | <b>2.656</b> | <b>4.021</b> | <b>(1.365)</b> | <b>(33,9%)</b> |
| -produzione termoelettrica     | 1.452        | 1.272        | 180            | 14,2%          |
| -produzione idroelettrica      | 1.204        | 2.749        | (1.545)        | (56,2%)        |
| <b>Import e altri fonti</b>    | <b>2.064</b> | <b>661</b>   | <b>1.403</b>   | <b>212,3%</b>  |
| -import                        | 1.371        | 722          | 649            | 89,9%          |
| -altre fonti                   | 42           | 21           | 21             | 100,0%         |
| -EPS (Società Elettrica Serba) | 651          | (82)         | 733            | nd             |
| <b>TOTALE FONTI</b>            | <b>4.720</b> | <b>4.682</b> | <b>38</b>      | <b>0,8%</b>    |
| <b>USI</b>                     |              |              |                |                |
| Consumi mercato domestico      | 4.052        | 3.857        | 195            | 5,1%           |
| Perdite di rete                | 159          | 164          | (5)            | (3,0%)         |
| Altri usi                      | 27           | 51           | (24)           | (47,1%)        |
| Export                         | 411          | 445          | (34)           | (7,6%)         |
| EPS (Società Elettrica Serba)  | 71           | 165          | (94)           | (57,0%)        |
| <b>TOTALE USI</b>              | <b>4.720</b> | <b>4.682</b> | <b>38</b>      | <b>0,8%</b>    |

Nell'esercizio 2011 la produzione di energia elettrica del Gruppo EPCG è stata pari a 2.656 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 2.064 GWh, per una disponibilità complessiva di 4.720 GWh.

La flessione della produzione idroelettrica (-1.545 GWh) è sostanzialmente attribuibile alle minori produzioni degli impianti del Gruppo EPCG che, nell'esercizio in esame, sono risultate inferiori rispetto all'esercizio precedente. Il 2010 aveva infatti beneficiato di produzioni molto superiori rispetto alla media storica per effetto dell'eccezionale piovosità.

Il consistente calo della produzione idroelettrica, a fronte dell'aumento del 5,1% della domanda interna, ha determinato l'incremento delle quantità importate (+649 GWh) e della produzione degli impianti a carbone (+180 GWh).

## Dati quantitativi - settore gas

| <i>Millioni di mc</i> | <b>31 12 2011</b> | <b>31 12 2010</b> | <b>Variazioni</b> | <b>% 2011/2010</b> |
|-----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| <b>FONTI</b>          |                   |                   |                   |                    |
| Approvvigionamenti    | 5.680             | 5.901             | (221)             | (3,7%)             |
| Prelievi da magazzino | (81)              | (39)              | (42)              | nd                 |
| Autoconsumi /GNC      | (32)              | (32)              | –                 | 0,0%               |
| <b>TOTALE FONTI</b>   | <b>5.567</b>      | <b>5.830</b>      | <b>(263)</b>      | <b>(4,5%)</b>      |
| <b>USI</b>            |                   |                   |                   |                    |
| Usi finali            | 1.684             | 1.929             | (245)             | (12,7%)            |
| Usi termoelettrici    | 1.287             | 1.320             | (33)              | (2,5%)             |
| Usi calore            | 221               | 228               | (7)               | (3,1%)             |
| Grossisti             | 2.375             | 2.353             | 22                | 0,9%               |
| <b>TOTALE USI</b>     | <b>5.567</b>      | <b>5.830</b>      | <b>(263)</b>      | <b>(4,5%)</b>      |

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

I volumi di gas commercializzati sono risultati in riduzione del 4,5% rispetto al 2010, a causa dei minori fabbisogni delle centrali termoelettriche del Gruppo e del calo della domanda dei clienti finali, determinato dalle temperature miti registrate nel periodo invernale.

## Dati economici

| <i>Millioni di euro</i>       | <b>01 01 2011<br/>31 12 2011</b> | <b>01 01 2010<br/>31 12 2010</b> | <b>Variazioni</b> |
|-------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-------------------|
| Ricavi                        | 4.905                            | 4.702                            | 203               |
| Margine operativo lordo       | 336                              | 441                              | (105)             |
| % su Ricavi                   | 6,9%                             | 9,4%                             |                   |
| Ammortamenti e accantonamenti | (248)                            | (211)                            | (37)              |
| Risultato operativo netto     | 88                               | 230                              | (142)             |
| % su Ricavi                   | 1,8%                             | 4,9%                             |                   |
| Investimenti                  | 32                               | 44                               | (12)              |

Nell'esercizio in esame la Filiera Energia ha evidenziato ricavi per 4.905 milioni di euro, di cui 273 milioni di euro attribuibili al Gruppo EPCG (4.702 milioni di euro nell'esercizio precedente, di cui 226 milioni di euro relativi al Gruppo EPCG).

Il Margine operativo lordo, pari a 336 milioni di euro, evidenzia una flessione di 105 milioni di euro rispetto all'esercizio 2010: la contrazione della marginalità nel comparto elettrico (-117 milioni di euro) è stata solo parzialmente compensata dalla crescita del margine nel comparto gas (+12 milioni di euro).

Il risultato del settore elettrico, al netto del contributo della controllata montenegrina EPCG, evidenzia una riduzione pari a 69 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Tale andamento

è sostanzialmente attribuibile alla contrazione dei margini delle vendite di energia elettrica nonché al minor contributo della valorizzazione delle eccedenze di certificati ambientali.

Il contributo del settore energia elettrica di EPCG, nell'esercizio in esame, risulta in calo di 48 milioni di euro rispetto al 2010.

Tale diminuzione è prevalentemente attribuibile alle minori produzioni idroelettriche registrate nel 2011, per le ragioni sopra menzionate, e al conseguente incremento delle quantità di energia elettrica importata, in un contesto di mercato caratterizzato da prezzi crescenti, nonché al ritardo dell'adeguamento delle tariffe di vendita ai clienti finali ed alla crescita dei costi di approvvigionamento.

Nel comparto gas, il contributo positivo della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento a lungo termine e l'attenta gestione delle fonti di approvvigionamento, che ha consentito di cogliere le opportunità derivanti da un contesto di mercato caratterizzato da un eccesso di offerta di gas (cosiddetto mercato lungo), è stato parzialmente compensato dai minori volumi venduti ai clienti finali nonché dagli effetti sfavorevoli dello scenario energetico sulle formule di indicizzazione dei contratti di acquisto e di quelli di vendita.

Gli Ammortamenti e accantonamenti sono risultati pari a 248 milioni di euro (211 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Tale voce incorpora, gli ammortamenti e accantonamenti relativi al settore energia elettrica del Gruppo EPCG per un importo pari a 52 milioni di euro (in crescita di 28 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente).

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte il Risultato operativo netto è risultato pari a 88 milioni di euro (di cui -62 milioni di euro relativi al settore energia elettrica del Gruppo EPCG) in flessione di 142 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli Investimenti dell'esercizio sono risultati complessivamente pari a 32 milioni di euro e hanno riguardato principalmente gli interventi di manutenzione straordinaria presso le centrali idroelettriche di Timpagrande (lavori di ammodernamento e sostituzione componenti di turbina per 4,3 milioni di euro), di Satriano (0,6 milioni di euro per interventi di manutenzione straordinaria e 4,1 milioni di euro relativi al rifacimento della vasca ed opera di presa Cardinale), nonché presso gli altri impianti della Calabria (2,5 milioni di euro) e della Valtellina (2,4 milioni di euro).

Sono stati inoltre realizzati interventi di manutenzione straordinaria sulle centrali termoelettriche di Gissi (3,2 milioni di euro), di Cassano D'Adda (4,2 milioni di euro), Monfalcone (4,9 milioni di euro principalmente relativi ad interventi di adeguamento dei Gruppi 1 e 2) e di Ponti sul Mincio (2,0 milioni di euro).

Il Gruppo EPCG ha realizzato, nell'esercizio in esame, 4 milioni di euro di investimenti relativi principalmente agli impianti idroelettrici di Perucica (1,5 milioni di euro), Piva (0,9 milioni di euro) e all'impianto termoelettrico di Pljevlja (0,7 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      | <ul style="list-style-type: none"><li>• A2A Calore &amp; Servizi</li><li>• Gruppo Coriance</li><li>• Proaris</li><li>• Varese Risorse</li></ul> |
| Reti TLR                       |                                                                                                                                                 |
| Vendita calore e altri servizi |                                                                                                                                                 |

## Recente evoluzione normativa nel settore della cogenerazione

### Incentivazione cogenerazione ad alto rendimento

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

In particolare, si ricorda che con D. Lgs. n. 20/07, in attuazione delle disposizioni europee relative a tale modalità di produzione combinata di energia elettrica e calore, era stato definito che, per tutto l'anno 2010, tutti gli impianti di cogenerazione ai sensi della delibera n. 42/02 (con indici IRE ed LT al di sopra delle soglie ivi previste) sarebbero stati considerati aventi la qualifica di cogenerazioni ad alto rendimento, ed era stato previsto per tali produzioni l'accesso al sistema dei Certificati Bianchi.

Con la Legge Sviluppo era stata, inoltre, prevista una durata decennale per il regime di sostegno, sulla base del risparmio di energia primaria conseguito, anche con riguardo all'energia autoconsumata in sito, applicabile alla nuova potenza entrata in esercizio (a seguito di nuova costruzione o rifacimento per impianti esistenti) dopo la promulgazione della Legge (e dunque dopo il 15 agosto 2009).

Con decreto del 4 agosto 2011 sono state, inoltre, integrate le disposizioni di cui al D. Lgs. n. 20/07, ai fini della definizione dei criteri per il riconoscimento della qualifica di CAR a partire dal 1° gennaio 2011.

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

- per un periodo di 10 anni per gli impianti di sola produzione nei regimi cogenerativi sopra descritti;
- per un periodo di 15 anni per gli impianti di cui sopra 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 infine 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 delibera ARG/elt n. 181/11 l'Autorità, ai fini del rilascio dei Certificati Verdi, ha confermato i valori vigenti dei parametri di riferimento per il riconoscimento della condizione tecnica di cogenerazione, di cui all'articolo 2 della delibera n. 42/02, anche nel caso di impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010.

La nuova definizione di cogenerazione ad alto rendimento, di cui al DM 4 agosto 2011, prevede l'eventualità che un impianto o una sezione di cogenerazione possa risultare anche parzialmente ad alto rendimento. Al fine di recepire il recente completamento del quadro normativo in materia di cogenerazione ad alto rendimento, l'Autorità, con delibera ARG/elt n. 181/11, dispone che, ai fini dell'applicazione della priorità di dispacciamento di cui alla deliberazione n. 111/06, l'impianto soddisfi la qualifica di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) secondo i criteri di cui al DM 4 agosto 2011, e che la relativa grandezza ECHP, risulti superiore o pari alla metà della produzione totale lorda di energia elettrica del medesimo impianto o sezione di impianto.

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

## Dati quantitativi

| GWht                      | 31 12 2011   | 31 12 2010   | Variazioni   | % 2011/2010   |
|---------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| <b>FONTI</b>              |              |              |              |               |
| <b>Impianti di:</b>       | <b>1.626</b> | <b>1.738</b> | <b>(112)</b> | <b>(6,4%)</b> |
| - Lamarmora               | 474          | 534          | (60)         | (11,2%)       |
| - Famagosta               | 141          | 144          | (3)          | (2,1%)        |
| - Tecnocity               | 71           | 70           | 1            | 1,4%          |
| - Impianti Coriance       | 562          | 619          | (57)         | (9,2%)        |
| - Altri impianti          | 378          | 371          | 7            | 1,9%          |
| <b>Acquisti da:</b>       | <b>1.248</b> | <b>1.300</b> | <b>(52)</b>  | <b>(4,0%)</b> |
| - terzi                   | 470          | 505          | (35)         | (6,9%)        |
| - altre filiere           | 778          | 795          | (17)         | (2,1%)        |
| <b>TOTALE FONTI</b>       | <b>2.874</b> | <b>3.038</b> | <b>(164)</b> | <b>(5,4%)</b> |
| <b>USI</b>                |              |              |              |               |
| Vendite ai clienti finali | 2.874        | 3.038        | (164)        | (5,4%)        |
| <b>TOTALE USI</b>         | <b>2.874</b> | <b>3.038</b> | <b>(164)</b> | <b>(5,4%)</b> |

(\*) 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.

Nell'esercizio in esame le vendite di calore ai clienti finali si sono ridotte del 5,4% rispetto al 2010 a causa delle temperature miti registrate nei mesi invernali.

Di conseguenza anche le produzioni e gli acquisti di calore si sono ridotti rispettivamente di 112 GWh termici e di 52 GWh termici.

## Dati economici

| <i>Milioni di euro</i>        | <b>01 01 2011<br/>31 12 2011</b> | <b>01 01 2010<br/>31 12 2010</b> | <b>Variazioni</b> |
|-------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-------------------|
| Ricavi                        | 397                              | 367                              | 30                |
| Margine operativo lordo       | 85                               | 70                               | 15                |
| % su Ricavi                   | 21,4%                            | 19,1%                            |                   |
| Ammortamenti e accantonamenti | (48)                             | (54)                             | 6                 |
| Risultato operativo netto     | 37                               | 16                               | 21                |
| % su Ricavi                   | 9,3%                             | 4,4%                             |                   |
| Investimenti                  | 96                               | 69                               | 27                |

Nel 2011 i ricavi si sono attestati a 397 milioni di euro (367 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Il Margine operativo lordo, pari a 85 milioni di euro, registra una crescita di 15 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, in linea con quanto già evidenziato nei primi nove mesi dell'anno. L'incremento della marginalità derivante dalle nuove volumetrie allacciate è stato parzialmente compensato dagli effetti della riduzione dei volumi venduti. Alla crescita della marginalità hanno inoltre contribuito l'attività di gestione degli impianti di riscaldamento di proprietà dei clienti finali, nonché il riconoscimento di titoli di efficienza energetica relativi ad iniziative poste in essere negli anni precedenti.

Al risultato ha contribuito anche la buona *performance* della controllata francese Coriance.

Gli Ammortamenti e accantonamenti sono risultati pari a 48 milioni di euro, in diminuzione di 6 milioni di euro rispetto all'esercizio 2010.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato operativo netto risulta pari a 37 milioni di euro (in crescita di 21 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente).

Gli Investimenti dell'esercizio 2011, pari a circa 96 milioni di euro, hanno riguardato principalmente interventi di sviluppo e di manutenzione straordinaria delle reti di teleriscaldamento (35 milioni di euro) e degli impianti di cogenerazione (22 milioni di euro) nelle aree di Milano, Brescia, Bergamo e Varese.

Nell'area di Varese, in particolare, è stato completato il nuovo impianto di trigenerazione (6 milioni di euro).

Il Gruppo Coriance ha realizzato, nell'esercizio 2011, investimenti per 39 milioni di euro, prevalentemente riconducibili alla realizzazione della centrale di cogenerazione a biomassa di Drome.

## 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            | <ul style="list-style-type: none"><li>• Gruppo Ecodeco</li><li>• Amsa</li><li>• Aprica</li><li>• Montichiariambiente</li><li>• Ecofert</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Partenope Ambiente</li><li>• Aspem S.p.A.</li></ul> |
| Trattamento                       |                                                                                                                                                  |                                                                                             |
| Smaltimento e recupero energetico |                                                                                                                                                  |                                                                                             |

## Recente evoluzione normativa nel settore ambientale

Alla fine del mese di luglio 2010 il Governo ha emanato il Regolamento attuativo delle disposizioni di cui all'articolo 23-bis (in materia di servizi pubblici locali di rilevanza economica) della Legge n. 133/08 <sup>(2)</sup>, come modificato dal Decreto Legge n. 135/09 (cd. Obblighi Comunitari) convertito con Legge n. 166/09.

Si segnala inoltre che il Decreto Legge Obblighi Comunitari ha introdotto una modifica della disciplina del periodo transitorio in cui, per i servizi idrici e di gestione dei rifiuti, resteranno vigenti gli affidamenti in corso non derivanti da procedure di evidenza pubblica.

A seguito degli esiti della consultazione referendaria del 12 e 13 giugno scorsi, peraltro, l'art. 23-bis della Legge n. 133/08 è in attesa di formale abrogazione.

Per ulteriori approfondimenti a riguardo, si rimanda a quanto riportato nella sezione Rischi ed incertezze.

## 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 dei rifiuti, 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.

(2) di conversione in Legge, con modificazioni, del Decreto-Legge 25 giugno 2008, n. 112, recante disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria.

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

## **Sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti**

Con Decreto Ministeriale 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. Il termine di entrata in operatività del SISTRI è stato inoltre prorogato dall’articolo 13, comma 3 del Decreto Legge 29 dicembre 2011 n. 216 (cd. “Milleproroghe”) al 2 aprile 2012.

Con Decreto Ministero Ambiente del 10 novembre 2011 n. 219 sono infine state introdotte semplificazioni operative.

## **Piano Provinciale Gestione rifiuti 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, che propone misure volte al conseguimento di obiettivi di riduzione della produzione pro capite di rifiuti e miglioramento della raccolta differenziata (che dovrebbe raggiungere nel 2016 il 65% del totale dei rifiuti prodotti, in coerenza con le disposizioni europee di riferimento).

## **Regione Lombardia**

In ottemperanza alle disposizioni di cui all’art. 19 comma 3, della Legge Regionale 12 dicembre 2003 n. 26, che stabilisce che la “pianificazione regionale” sia costituita dall’Atto di Indirizzo e dal Programma Regionale di Gestione dei Rifiuti (PRGR), il Consiglio Regionale della Lombardia, con delibera n. 280 dell’ 8 novembre 2011, ha approvato in via definitiva l’Atto di

Indirizzo regionale in materia di Rifiuti. La Giunta Regionale può procedere con la redazione degli atti costituenti il Programma di Gestione.

Con DGR del 16 Novembre 2011 la Regione Lombardia ha poi approvato nuove modalità, contenuti e tempistiche per la compilazione dell'applicativo O.R.SO. (Osservatorio Rifiuti SOvraregionale) relativo alla raccolta dei dati di produzione e gestione dei rifiuti urbani e dei rifiuti gestiti dagli impianti in Regione.

La Regione ha altresì approvato il Regolamento Regionale n. 5 del 21 novembre 2011 in attuazione del conferimento di competenze in materia di VIA alle Province ed ai Comuni, il quale stabilisce che dal 19 maggio 2012 le VIA in materia di impianti di smaltimento-trattamento-recupero di rifiuti siano di competenza della Provincia.

## Normativa Europea

È stata pubblicata la decisione della Commissione Europea del 18 novembre 2011 n. 2011/753/UE, la quale 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 2011/753/UE attua la decisione quadro 2008/98/CE che impone agli Stati membri di aumentare entro il 2020 la preparazione 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.

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

## Dati quantitativi

|                                 | 31 12 2011 | 31 12 2010 | Variazioni | % 2011/2010 |
|---------------------------------|------------|------------|------------|-------------|
| Rifiuti raccolti (Kton) (*)     | 949        | 976        | (27)       | (2,8%)      |
| Rifiuti smaltiti (Kton)         | 2.626      | 2.763      | (137)      | (5,0%)      |
| Energia elettrica venduta (GWh) | 1.209      | 1.179      | 30         | 2,5%        |
| Calore ceduto (GWht) (**)       | 899        | 907        | (8)        | (0,9%)      |

(\*) 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 (949 migliaia di tonnellate), del 2,8% rispetto al 2010. In riduzione anche le quantità di rifiuti smaltiti (-5,0%), per effetto di minori conferimenti sia di rifiuti industriali che di rifiuti urbani nelle discariche del Gruppo.

Sono state invece superiori all'esercizio 2010 le quantità di energia elettrica prodotta dagli impianti *waste to energy*, che hanno beneficiato di prezzi di vendita in crescita.

La produzione di calore risulta invece sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente.

## Dati economici

| <i>Milioni di euro</i>        | <b>01 01 2011<br/>31 12 2011</b> | <b>01 01 2010<br/>31 12 2010</b> | <b>Variazioni</b> |
|-------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-------------------|
| Ricavi                        | 823                              | 790                              | 33                |
| Margine operativo lordo       | 287                              | 262                              | 25                |
| % su Ricavi                   | 34,9%                            | 33,2%                            |                   |
| Ammortamenti e accantonamenti | (108)                            | (110)                            | 2                 |
| Risultato operativo netto     | 179                              | 152                              | 27                |
| % su Ricavi                   | 21,7%                            | 19,2%                            |                   |
| Investimenti                  | 35                               | 58                               | (23)              |

Nel 2011 la Filiera Ambiente ha registrato ricavi per 823 milioni di euro (790 milioni di euro nell'esercizio precedente).

Il Margine operativo lordo, pari a 287 milioni di euro, risulta in crescita di 25 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La *performance* positiva è sostanzialmente riconducibile al maggior contributo degli impianti *waste to energy* gestiti dal Gruppo e ai maggiori ricavi per la vendita di energia elettrica.

Gli Ammortamenti e accantonamenti sono risultati pari a 108 milioni di euro in riduzione di 2 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato operativo netto registrato è pari a 179 milioni di euro, in crescita di 27 milioni di euro rispetto all'esercizio 2010.

Gli Investimenti dell'esercizio, pari a 35 milioni di euro, si riferiscono principalmente a mezzi e contenitori per la raccolta (16 milioni di euro), ad interventi di mantenimento e sviluppo effettuati sugli impianti di termovalorizzazione (8 milioni di euro), nonché ad interventi di mantenimento e sviluppo su impianti di trattamento e discariche (8 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        | <ul style="list-style-type: none"><li>● A2A Reti Elettriche</li><li>● A2A Reti Gas</li><li>● A2A Ciclo Idrico</li><li>● EPCG</li><li>● Mincio Trasmissione</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>● Camuna Energia</li><li>● Retragas</li><li>● Seasm</li><li>● Aspem S.p.A.</li><li>● A2A Servizi alla distribuzione</li></ul> |
| Reti gas               |                                                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                     |
| Ciclo Idrico Integrato |                                                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                     |

## 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, cd. “Legge Sviluppo” definisce i nuovi “Ambiti Territoriali Minimi” per i quali saranno indette le gare per l’affidamento del servizio dal Ministro dello Sviluppo Economico, in concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni, sentite la Conferenza Unificata e l’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas.

In data 31 marzo 2011, è stato pubblicato sulla G.U. il decreto 19 gennaio 2011 del Ministero dello Sviluppo Economico che individua i 177 Ambiti Territoriali Minimi e provvede a fornirne il dettaglio per Regione nell’Allegato 1.

Tuttavia, l’identificazione puntuale dei singoli Comuni facenti parte di ogni Ambito Territoriale Minimo è stata rimandata ad un successivo decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, il cd. “Allegato 2”, pubblicato il 28 ottobre 2011, nel supplemento ordinario n. 255 alla Gazzetta Ufficiale. I criteri sottostanti l’identificazione dei Comuni inclusi nei singoli ambiti prevedono un massimo di 50 Comuni per gli Ambiti con almeno 50.000 clienti effettivi; inoltre, i Comuni alimentati dallo stesso impianto di distribuzione saranno inseriti nello stesso Ambito. Si terrà altresì conto della densità di popolazione e delle specificità territoriali.

Con riferimento alla possibilità di indire nuove gare prima del completamento di tale disciplina, il legislatore, con il D. Lgs. n. 23 del 1° Giugno 2011 (cd. Terzo Pacchetto Energia), ha specificato che tutte le gare per le quali alla data di entrata in vigore del citato D. Lgs., in caso di procedura aperta, il bando di gara sia stato pubblicato o, in caso di procedura ristretta, le lettere di invito siano state inviate, potranno essere svolte in base alle procedure applicabili alla data della loro indizione, sempre che tali documenti includano i criteri di valutazione dell’offerta e del valore di rimborso del gestore uscente.

Le gare che non rientrano nella precedente fattispecie, dal 29 giugno 2011, data di entrata in vigore del decreto, dovranno invece essere effettuate unicamente per Ambiti Territoriali di cui all’art. n. 46 - bis della Legge n. 222 del 2007, e in base ai criteri ivi applicabili.

Con riferimento ai criteri di gara per l’affidamento del servizio di distribuzione, l’art. n. 46-bis, stabilisce che il Ministro dello Sviluppo Economico, in concerto con il Ministro per i Rapporti con le Regioni, sentita la Conferenza Unificata e su parere dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, individui i “criteri di gara e di valutazione dell’offerta per l’affidamento del servizio di distribuzione del gas”. I criteri, contenuti nel Decreto 12 novembre 2011 n. 226, pubblicato nel supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale n. 22 del 27 gennaio 2012, che saranno utilizzati a

tal fine sono, oltre alle condizioni economiche, i vantaggi per i consumatori, gli standard qualitativi e di sicurezza e la bontà dei piani di investimento e di sviluppo.

Infine, è stato pubblicato 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, ovvero il provvedimento sulla cd. “Clausola Sociale”. Tale decreto, elaborato dal Ministro dello Sviluppo Economico e dal Ministro del Lavoro e delle Politiche Sociali, contiene norme volte a tutelare l’occupazione del personale della società di distribuzione uscente a seguito dell’aggiudicazione del servizio da parte di un’altra società, oltre che una serie di obblighi nei confronti di quest’ultima.

Le tutele previste per i dipendenti si sostanziano nel passaggio diretto ed immediato alla società subentrante e nella garanzia dell’applicazione delle medesime condizioni, sia economiche che relative agli istituti legati all’anzianità di servizio, precedentemente fruiti. Al personale che risultasse in esubero, vengono applicati gli opportuni ammortizzatori sociali, ferma restando la possibilità di essere assunti qualora, entro i due anni successivi alla gara, il subentrante dovesse procedere a nuove assunzioni.

### **Tariffe di distribuzione**

Con la delibera ARG/gas n. 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, una tariffa obbligatoria, differenziata per soli sei ambiti tariffari, applicata nell’anno solare, a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione, misura e commercializzazione.

Il regime tariffario prevede una remunerazione del capitale investito netto pari al 7,6% per l’attività di distribuzione, e all’8% per l’attività di misura.

I costi operativi vengono aggiornati attraverso l’applicazione di un *price cap* differenziato in base alle dimensioni dell’azienda.

Poiché il livello del capitale investito netto su base nazionale, determinato sulla base dei dati definitivi acquisiti per il primo anno del periodo regolatorio in corso, in esito alle analisi 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 di gradualità. Pertanto, i vincoli delle società sono stati ridotti delle percentuali previste dall’art. n. 17 della RTDG.

Nel 2009, tuttavia, alcuni operatori hanno presentato ricorso contro tale provvedimento presso il TAR Lombardia che ha accolto in parte le richieste avanzate da detti operatori.

Conseguentemente risultano annullati, i seguenti istituti di regolazione tariffaria:

- la decurtazione del 10% del vincolo tariffario del periodo regolatorio precedente per gli operatori che non forniscono in tutto od in parte i dati richiesti;
- la mancata previsione del cosiddetto effetto volume, ovvero l'esclusione della possibilità di recuperare in tariffa l'effetto climatico negativo verificatosi durante gli ultimi due anni del secondo periodo regolatorio;
- la previsione di un coefficiente di recupero produttività, cosiddetto *X-factor*, costante per l'intera durata del terzo periodo regolatorio.

A parziale tutela dell'equilibrio economico e finanziario degli operatori, sono stati definiti gli acconti delle perequazioni 2011 e 2012, mentre il conguaglio avverrà solo dopo la pubblicazione delle tariffe di riferimento per tali anni, all'esito dei ricorsi in atto.

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

- a) la gestione dei clienti che, pur senza propria responsabilità, sono rimasti privi di un venditore e che:
  - i) o non hanno diritto al FUI;
  - ii) ovvero, pur avendo diritto ad accedere a detto istituto, non ne possono beneficiare (es. raggiunto limite quantitativo del FUI, gara deserta, ecc.);
- b) la gestione dei clienti morosi disalimentabili relativamente ai quali, per motivi tecnici, non sia stato possibile giungere all'interruzione del flusso di gas a seguito delle richieste di chiusura per morosità;
- c) la gestione dei clienti morosi non disalimentabili (identificati nelle attività di riconosciuta assistenza quali ospedali, scuole, case di cura, carceri).

A seguito dei ricorsi presentati da numerose imprese avverso tale delibera, la terza sezione del TAR per la Lombardia ha accolto la richiesta di sospensiva al provvedimento limitatamente al servizio di *default*. Il giudizio di merito è stato rimandato all'udienza pubblica del 6 giugno 2012.

Con il provvedimento ARG/gas n. 207/11, l'Autorità, nonostante la sentenza del TAR, ha prorogato l'entrata in vigore del Servizio di *default* al 1° maggio 2012.

### Qualità Gas

Con delibera ARG/gas n. 93/11 l'Autorità ha determinato i livelli di partenza ed i livelli tendenziali per i recuperi di sicurezza per gli anni 2010-2012 per ciascun Ambito provinciale di A2A Reti Gas S.p.A..

I livelli definiti sono stati determinati sulla base delle informazioni trasmesse all'Autorità e del valore degli indicatori per il biennio di riferimento 2008-2009.

## Distribuzione di gas diversi

Con delibera ARG/Gas n. 195/11, l'Autorità ha approvato per gli anni 2010-2012 le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale. In futuro, tuttavia, a seguito dell'appello avverso le sentenze del TAR Lombardia e della conclusione del procedimento 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, avviato con delibera ARG/gas n. 235/11 al fine di ottemperare alle sentenze TAR Lombardia, le opzioni tariffarie approvate per gli anni 2010, 2011 e 2012 potrebbero necessitare degli opportuni conguagli.

## Vendita gas diversi

L'Autorità, con la delibera ARG/gas 124/11, ha introdotto alcune modifiche all'Allegato A della delibera ARG/gas 64/09, relativamente ai gas diversi. In particolare, è stato introdotto l'aggiornamento mensile della componente QEPROMC a copertura del costo della materia prima, eliminando la soglia di invarianza pari al 5%; si è provveduto, inoltre, alla definizione del valore delle componenti QVD<sup>8</sup>PI e QVDgasmanufatti per il periodo 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2013, fissandole rispettivamente a 0,176000 euro/Smc e 44,00 euro/punto di riconsegna per anno. Successivamente, con la deliberazione ARG/gas 193/11, l'Autorità ha modificato la modalità di aggiornamento dell'elemento QTCAi a copertura dei costi di trasporto e altri costi, il quale varierà ad inizio anno solare il valore in base alla media ponderata, con pesi pari al 50%, del tasso di inflazione e della variazione del prezzo del gasolio così come rilevati dall'ISTAT.

## Distribuzione di energia elettrica

### Regime tariffario servizio di distribuzione

Con delibera n. 348/07 l'Autorità ha adottato il Testo Integrato (TIT) delle disposizioni per la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il terzo periodo di regolazione (2008-2011).

Il provvedimento prevede un regime generale di perequazione e un regime di perequazione specifico aziendale, garantendo la copertura degli scostamenti nei costi sostenuti dalle imprese riconducibili a fattori esogeni.

Ai fini della determinazione dei livelli tariffari:

- il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto è fissato al 7% per il servizio di distribuzione, incluse le relative attività commerciali, e al 7,2% per il servizio di misura;
- in relazione alla quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi, il

provvedimento fissa un obiettivo di aumento annuo della produttività (*X-factor*), tale da consentire il trasferimento ai clienti finali, entro otto anni, per trasmissione e distribuzione ed entro sei anni per il servizio di misura, dei maggiori recuperi di efficienza già realizzati dalle imprese nel secondo periodo di regolazione, come rilevati a livello medio nazionale, pari all'1,9% per la distribuzione e al 5%, per il servizio di misura;

- con riferimento agli aggiornamenti annuali, la quota di ammortamento è esclusa dall'ambito di applicazione del *price-cap*.

Si segnala infine che, con delibera n. 199/11 l'Autorità ha adottato il Testo Integrato (TIT) delle disposizioni per la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quarto periodo di regolazione (2012-2015). Il provvedimento, pur modificando in parte la precedente metodologia di determinazione dei costi riconosciuti, non dovrebbe introdurre discontinuità significative sul livello dei ricavi riconosciuti agli esercenti l'attività di distribuzione.

### **Perequazione specifica aziendale**

Con delibera ARG/elt n. 194/11, ai sensi delle disposizioni di cui al TIT adottato con delibera n. 348/07 e valido per il periodo 2008 – 2011, l'Autorità ha aggiornato per l'anno 2010 il fattore di Correzione Specifico Aziendale dei ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione relativo alla società A2A Reti Elettriche S.p.A., fissandolo pari a 0,1026. Per tale anno, la Cassa Conguaglio corrisponderà pertanto all'esercente il corrispondente ammontare di perequazione, provvedendo al conguaglio degli importi già riconosciuti in acconto per la medesima annualità, ai sensi della delibera ARG/elt n. 87/09.

### **Perequazione misura**

Al fine di mitigare gli effetti derivanti dai ritardi nella determinazione degli ammontari di perequazione misura, l'Autorità ha previsto la possibilità per gli operatori di chiedere un'anticipazione, salvo conguaglio, e solo nel caso il saldo di perequazione 2009 fosse positivo, a valere sull'effettivo risultato di perequazione. La società A2A Reti Elettriche S.p.A. ha esercitato tale facoltà.

### **Investimenti in *Smart Grids***

Con delibera ARG/elt n. 12/11, l'Autorità ha pubblicato la graduatoria dei progetti ammessi al trattamento incentivante di cui al comma 11.4, lettera d), del TIT (2008-2011).

In particolare, gli investimenti relativi ai progetti pilota presentati da A2A Reti Elettriche S.p.A. comprendenti sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT (*smart grids*) riferiti alla Cabina Primaria Lambrate (ambito Milano) e alla Cabina Primaria Gavardo (ambito Brescia) si sono classificati al primo ed al terzo posto.

Ai nuovi investimenti relativi ai progetti pilota comprendenti sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT (*smart grids*) il comma 11.4 del TIT prevede il riconoscimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, pari al 2%, per 12 anni. Tale maggiore remunerazione sarà riconosciuta anche nel quarto periodo regolatorio (2012-2015).

### **Auto elettrica**

Con delibera ARG/elt n. 96/11 l'Autorità ha previsto il riconoscimento dell'incentivo per l'installazione di colonnine per la ricarica pubblica dei veicoli elettrici al progetto pilota denominato *e-moving* presentato da A2A S.p.A..

### **Sanzione violazione disposizioni Autorità in materia di Anagrafica punti di prelievo**

A chiusura del procedimento avviato con delibera VIS n. 171/09, con delibera VIS n. 15/11 l'Autorità ha irrogato nei confronti di A2A Reti Elettriche S.p.A. una sanzione pari a 302.000 euro per la violazione delle disposizioni in materia di gestione dell'Anagrafica dei punti di prelievo e di aggregazione delle misure dei prelievi ai fini del dispacciamento dell'energia elettrica, di cui alle delibere nn. 168/03 e 111/06.

L'Autorità ha inoltre irrogato alla medesima società un'ulteriore sanzione pari a 187.500 euro con delibera VIS n. 106/11, per ritardi nella comunicazione dei dati di cui al comma 18.3 del TIVG, utili alla corretta fatturazione da parte delle società di vendita, e per il mancato rispetto dell'art. 4 del TILP, il quale stabilisce l'applicazione del trattamento su base oraria a tutte le forniture in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW.

### **Regolazione settore energia elettrica in Montenegro**

Per il dettaglio della regolazione settore energia elettrica in Montenegro, si rimanda allo specifico paragrafo della Filiera Energia.

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

### **Efficienza energetica**

Il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 21 dicembre 2007 ha rivisto e aggiornato i decreti del Ministro delle Attività Produttive e del Ministro dell'Ambiente del 20 luglio 2004, che obbligano i distributori di energia elettrica e gas naturale che al 31 dicembre 2001 servivano almeno 100.000 clienti finali al rispetto di obiettivi di risparmio energetico quantificati in funzione dell'energia distribuita. Ai fini del conseguimento di tali obiettivi, i distributori devono sviluppare progetti di risparmio energetico nel rispetto delle disposizioni della Legge n.

239/04 (cd. Legge Marzano), e dei relativi dispositivi di attuazione, in particolare in materia di attività post-contatore. Il decreto del 2007 fissa i nuovi obiettivi di riferimento per il triennio 2010 – 2012.

In data 29 marzo 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.

Le principali misure previste, peraltro, potranno essere attuate solo a seguito dell'emanazione di ulteriori decreti ministeriali (per la maggior parte a cura di Mse e Minambiente).

Con delibera EEN 9/11 l'Autorità ha aggiornato, mediante sostituzione dell'allegato A alla delibera n.103/03 e s.m.i., le Linee Guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'articolo 5.1 del D.M. 20 luglio 2004 e s.m.i.. L'Autorità ha inoltre formalizzato l'applicazione del nuovo metodo di calcolo dei risparmi di efficienza energetica a tutti i progetti, con riferimento ai risparmi conseguiti dal 1° novembre 2011 e fino al termine della vita utile di ogni intervento, in conformità con quanto previsto dal D.Lgs. n.28/11.

### **Contributo tariffario**

Il valore del contributo tariffario unitario riconosciuto per ogni anno ( $t+1$ ) d'obbligo 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 (come rettificata con 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, pari a 86,98 euro/tep.

### Obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2011

Con delibera EEN n. 18/10, l'Autorità ha determinato gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria per l'anno 2011 in capo ai distributori di gas ed energia elettrica. Gli obiettivi di riferimento per i distributori obbligati del Gruppo A2A sono riportati nella seguente tabella:

| Distributore               | Obiettivi<br>anno 2011<br>(tep) |
|----------------------------|---------------------------------|
| A2A Reti Elettriche S.p.A. | 144.103                         |
| A2A Reti Gas S.p.A.        | 144.162                         |

### Copertura degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2010

Ai sensi della delibera n. 98/06 e s.m.i., le due società di distribuzione del gruppo A2A soggette all'obbligo hanno richiesto l'annullamento dei seguenti titoli di efficienza energetica per l'anno 2010:

| Distributore               | Obbligo<br>2010 | Obbligo<br>2009 |
|----------------------------|-----------------|-----------------|
| A2A Reti Elettriche S.p.A. | 89.371          | 1.946           |
| A2A Reti Gas S.p.A.        | 101.694         | 1.636           |

Si evidenzia che entrambi i distributori risultano adempienti all'obiettivo specifico di risparmio energetico per l'anno 2010, definito dalla delibera EEN n. 25/09 così come modificata ed integrata dalla delibera EEN n. 1/10, per una percentuale pari all'84% dell'obbligo complessivo. Ai sensi del DM 21 dicembre 2007, la quota mancante per il soddisfacimento dell'obbligo relativo all'anno 2010 dovrà essere compensata entro il 2012.

I distributori hanno inoltre provveduto all'annullamento di titoli corrispondenti alla parte dell'obbligo di risparmio energetico per l'anno 2009, non compensata in occasione dell'annullamento dell'obiettivo per tale anno.

### Disposizioni in materia di separazione contabile e funzionale (unbundling)

Con la delibera n. 11/07, parzialmente modificata con le 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, modificando la vigente disciplina in materia (definita con delibere nn. 310/01 e 311/01).

Tale provvedimento dispone, all'interno di gruppi verticalmente integrati, obblighi di separazione funzionale delle attività di distribuzione di energia elettrica e gas, trasmissione di energia elettrica e trasporto di gas dalle attività esercitate in regime di libero mercato, con 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 base alle norme di riferimento, alle attività per le quali è prevista la separazione funzionale è conferita autonomia decisionale ed organizzativa tramite l'affidamento della relativa amministrazione ad un "Gestore Indipendente".

In attuazione delle disposizioni adottate dall'AEEG con determina del Direttore della Direzione Tariffe n. 6/10, A2A Reti Elettriche S.p.A., A2A Reti Gas S.p.A. e Azienda Servizi Valtrompia S.p.A. hanno provveduto agli adempimenti previsti dal TIU per gli anni 2010 e 2011, mentre nel corso del primo semestre dell'anno 2011 sono stati nominati i Gestori Indipendenti delle società Retragas S.r.l., Mincio Trasmissione S.r.l. e Seasm S.r.l..

### **Certificazione delle imprese che agiscono in qualità di gestori di sistemi di trasporto del gas naturale o di trasmissione dell'energia elettrica**

Con il Decreto Legislativo 1° giugno 2011 n. 93/11 sono state recepite le disposizioni previste dalle direttive europee 2009/72/CE e 2009/73/CE per le imprese che intendono agire in qualità di gestore di trasporto o trasmissione. Lo stesso D. Lgs., inoltre, attribuisce all'Autorità poteri di certificazione e vigilanza circa l'osservanza delle prescrizioni da parte degli operatori. A tale riguardo l'Autorità ha emanato la deliberazione ARG/com n. 153/11 con cui definisce puntualmente la relativa disciplina di certificazione.

Tali criteri di certificazione sono applicati anche a soggetti proprietari di tratti della Rete di Trasmissione Nazionale, mentre i proprietari di reti di trasporto regionali del gas naturale hanno la facoltà di avvalersi, previa comunicazione all'Autorità, di quanto previsto dall'art. 10 comma 4 del D.Lgs n. 93/11, non essendo soggetti a certificazione. La Società Retragas S.r.l. si è avvalsa di tale facoltà.

Le società Mincio Trasmissione S.r.l. e Seasm S.r.l. hanno provveduto ad adempiere a quanto previsto dall'Autorità nel mese di dicembre 2011.

## 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, già per l’esercizio 2011, oltre ad un aumento dell’addizionale sull’IRPEF (che giunge al 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..

## Servizio idrico integrato

Con il Decreto Legge 29 dicembre 2010, n. 225 (cd. Decreto mille proroghe) si era disposta la proroga generalizzata al 31 marzo 2011 di alcuni regimi giuridici - con scadenza in data anteriore al 15 marzo 2011.

La conversione in legge del Decreto Legge del 25 gennaio 2010 n. 2, infatti, prevedeva l’abolizione delle Autorità d’Ambito Territoriale Ottimale e dava alle regioni il compito di attribuire (eventualmente a nuovi soggetti) le funzioni esercitate dalle Autorità d’Ambito Ottimale nel rispetto dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza. Con Legge Regionale 27 dicembre 2010, n. 21, la regione Lombardia ha previsto che le funzioni già esercitate dalle Autorità di Ambito fossero attribuite alle province. Il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 25 marzo 2011, recante “Ulteriore proroga di termini relativa al Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare”, ha poi fissato al 31 dicembre 2011 il termine entro il quale procedere alla soppressione delle Autorità d’Ambito ed ai successivi adempimenti.

In esito alla consultazione referendaria del 12 e 13 giugno scorsi, 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.

Pertanto la normativa in tema di servizi idrici integrati sarà soggetta ad ulteriori modifiche normative.

Infine l’articolo 21, commi 13 e 14, del D.L. n. 201/11 (cd. 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, com-

presi i relativi rapporti giuridici attivi e passivi, vengano trasferite, in assenza di alcuna procedura di liquidazione, neppure giudiziale, all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas e al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Le funzioni da trasferire all'Autorità saranno individuate con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Per approfondimenti a tale riguardo si rimanda a quanto indicato nella sezione relativa ai Rischi.

### A.T.O. Provincia di Brescia

Nel corso dell'Assemblea Consortile del 21 dicembre 2010 è stata approvata l'articolazione tariffaria per l'anno 2011 da applicare, per i diversi usi, nei differenti Comuni appartenenti all'ambito. Si segnala che i Comuni dell'ambito di Brescia sono stati suddivisi in tre bacini tariffari.

È stato, inoltre, approvato il valore della componente vincolata della quota di tariffa di depurazione da applicare alle utenze prive del servizio di depurazione.

Si è invece ancora in attesa dell'aggiornamento tariffario per il servizio idrico integrato per l'anno 2012.

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

### Dati quantitativi

|                                     | 31 12 2011 | 31 12 2010 | Variazioni | % 2011/2010 |
|-------------------------------------|------------|------------|------------|-------------|
| Energia elettrica distribuita (GWh) | 11.489     | 11.375     | 114        | 1,0%        |
| Gas distribuito (Mmc)               | 2.011      | 2.255      | (244)      | (10,8%)     |
| Punti di Fornitura Gas (Numero)     | 1.269.628  | 1.255.885  | 13.743     | 1,1%        |
| Gas trasportato (Mmc)               | 393        | 439        | (46)       | (10,5%)     |
| Acqua distribuita (Mmc)             | 69         | 69         | –          | –           |

L'energia elettrica distribuita nell'esercizio 2011 è stata pari 11.489 GWh, in crescita dell'1,0% rispetto all'esercizio precedente, grazie alla ripresa dei consumi del comparto industriale.

Le quantità di gas distribuito si sono attestate a 2.011 Mmc, in riduzione del 10,8% rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento è prevalentemente attribuibile alle temperature miti registrate nei mesi invernali, che hanno influenzato negativamente la domanda per usi di riscaldamento.

Per le medesime ragioni, il gas trasportato è risultato pari a 393 Mmc (439 Mmc al 31 dicembre 2010).

L'acqua distribuita nel 2011, pari a 69 Mmc, risulta in linea rispetto al 2010.

Nel periodo in esame, l'energia elettrica distribuita dal Gruppo EPCG è risultata in crescita dell'1,9%, come riportato nella tabella seguente:

| <b>EPCG</b>                         | <b>31 12 2011</b> | <b>31 12 2010</b> | <b>Variazioni</b> | <b>% 2011/2010</b> |
|-------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| Energia elettrica distribuita (GWh) | 2.564             | 2.516             | 48                | 1,9%               |

## Dati economici

| <i>Milioni di euro</i>        | <b>01 01 2011<br/>31 12 2011</b> | <b>01 01 2010<br/>31 12 2010</b> | <b>Variazioni</b> |
|-------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-------------------|
| Ricavi                        | 684                              | 705                              | (21)              |
| Margine operativo lordo       | 259                              | 298                              | (39)              |
| % su Ricavi                   | 37,9%                            | 42,3%                            |                   |
| Ammortamenti e accantonamenti | (113)                            | (129)                            | 16                |
| Risultato operativo netto     | 146                              | 169                              | (23)              |
| % su Ricavi                   | 21,3%                            | 24,0%                            |                   |
| Investimenti                  | 119                              | 134                              | (15)              |

Nel 2011 la Filiera Reti ha evidenziato ricavi per 684 milioni di euro, di cui 68 milioni di euro attribuibili al Gruppo EPCG (705 milioni di euro al 31 dicembre 2010, di cui 72 milioni di euro attribuibili al Gruppo EPCG).

Il Margine operativo lordo si attesta a 259 milioni di euro (298 milioni di euro nell'esercizio precedente).

L'attività di gestione delle reti di distribuzione e trasporto del gas ha evidenziato un Margine operativo lordo di 104 milioni di euro, in riduzione di 3 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (107 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Tale riduzione è stata determinata dalla presenza, nell'esercizio 2010, di ricavi "non ricorrenti", solo in parte compensati dai maggiori margini conseguiti nel 2011 per l'applicazione del meccanismo di gradualità dei ricavi previsto dai provvedimenti tariffari.

L'attività di distribuzione di energia elettrica evidenzia un Margine operativo lordo pari a 142 milioni di euro, in riduzione di 33 milioni di euro rispetto all'esercizio 2010. Al netto del contributo di EPCG, i 17 milioni di euro di riduzione attribuibili all'attività di distribuzione di energia elettrica nelle aree di Milano e Brescia sono dovuti all'iscrizione nell'esercizio 2010 dei conguagli relativi alla "perequazione specifica aziendale".

Con riferimento ad EPCG, la flessione di 16 milioni di euro è riconducibile alla riduzione delle tariffe di distribuzione deliberata nell'aprile del 2011 dall'Autorità di regolazione locale.

La flessione del Margine operativo lordo del settore idrico, pari a 3 milioni di euro è principalmente dovuta a congruagli relativi ad esercizi precedenti.

Gli Ammortamenti e accantonamenti sono risultati pari a 113 milioni di euro (129 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato operativo netto si è attestato a 146 milioni di euro (169 milioni di euro nell'esercizio 2010).

Nelle aree di Milano e Brescia gli investimenti al 31 dicembre 2011 sono risultati pari a 112 milioni di euro e hanno riguardato:

- nell'ambito della 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 (49 milioni di euro);
- nell'area 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 (48 milioni di euro);
- nel ciclo idrico integrato, interventi sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi sulle reti fognarie (15 milioni di euro).

Gli Investimenti realizzati dal Gruppo EPCG, pari a 7 milioni di euro, hanno riguardato interventi di sviluppo e mantenimento della rete di distribuzione nonché interventi di sostituzione dei contatori.

## Altri Servizi e Corporate

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

- **Corporate (4):** 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             | <ul style="list-style-type: none"> <li>● Selene</li> <li>● Aspem S.p.A.</li> </ul> |
| Corporate                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>● A2A Logistica</li> <li>● EPCG</li> </ul>  |

(4) 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

| <i>Milioni di euro</i>        | <b>01 01 2011<br/>31 12 2011</b> | <b>01 01 2010<br/>31 12 2010</b> | <b>Variazioni</b> |
|-------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-------------------|
| Ricavi                        | 237                              | 241                              | (4)               |
| Margine operativo lordo       | (25)                             | (28)                             | 3                 |
| % su Ricavi                   | (10,5%)                          | (11,6%)                          |                   |
| Ammortamenti e accantonamenti | (30)                             | (39)                             | 9                 |
| Risultato operativo netto     | (55)                             | (67)                             | 12                |
| % su Ricavi                   | (23,2%)                          | (27,8%)                          |                   |
| Investimenti                  | 28                               | 24                               | 4                 |

Nel periodo in esame la Filiera Altri servizi e Corporate ha evidenziato ricavi per 237 milioni di euro (241 milioni di euro nel 2010).

Il Margine operativo lordo risulta negativo per 25 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente.

Al netto di Ammortamenti ed accantonamenti, il Risultato operativo netto risulta negativo per 55 milioni di euro.

Gli Investimenti dell'esercizio, pari a 28 milioni di euro, hanno riguardato principalmente interventi sui sistemi informativi (24 milioni di euro) e sulle reti di telecomunicazioni (2 milioni di euro).

## Risorse umane e relazioni industriali

Al 31 dicembre 2011 i dipendenti del Gruppo sono risultati 11.886, di cui 2.786 del Gruppo EPCG, con una riduzione di 407 unità (-3,3%) rispetto al 31 dicembre 2010.

Il costo del lavoro complessivo è aumentato di circa lo 0,7% rispetto all'esercizio 2010: l'incremento causato dall'aumento del costo unitario, principalmente dovuto agli automatismi contrattuali (rinnovi CCNL, scatti di anzianità), è stato significativamente attenuato dalla riduzione di organico.

Nel corso del 1° semestre del 2011 è stato raggiunto l'accordo sul contratto integrativo aziendale valido per i territori di Milano e Valtellina.

A seguito della procedura sindacale di trasferimento del ramo d'azienda "Ciclo Idrico" da A2A S.p.A ad A2A Ciclo Idrico S.p.A., in coerenza con l'oggetto sociale della nuova società, ai dipendenti trasferiti, a far data dal 1° gennaio 2011, è stato applicato il contratto collettivo nazionale Gas-Acqua; conseguentemente è stato attivato un confronto negoziale con le Organizzazioni Sindacali di Brescia all'esito del quale è stato sottoscritto, nel secondo semestre del 2011, un accordo aziendale sull'omogeneizzazione dei trattamenti derivanti dall'applicazione del nuovo CCNL.

Sempre nello stesso semestre, è stato raggiunto l'accordo sul contratto integrativo aziendale valido per il territorio di Brescia (*Corporate- Energia e Reti*).

Inoltre, è proseguito il confronto sindacale con le Organizzazioni Nazionali di categoria sulle tematiche relative ai processi di armonizzazione e semplificazione a livello di Gruppo; il confronto sindacale si è altresì sviluppato su temi relativi all'organizzazione del lavoro, alla flessibilità degli orari ed al Premio di risultato e alla realizzazione di protocolli sulle relazioni industriali di Gruppo.

Nel corso del 2011 sono state erogate più di 120.000 ore di formazione con 18.400 partecipazioni. In particolare ~ 36.000 ore sono state dedicate alla sicurezza dei lavoratori, ~ 32.000 ai temi tecnici, e ~ 26.000 ore alla formazione su temi manageriali. Nel 2011 è stata inoltre avviata la formazione al ruolo, con un contenuto in parte manageriale e in parte tecnico, per ~ 9.000 ore.

## Corporate Social Responsibility

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: gli investitori, i lavoratori, le comunità locali, i fornitori, i clienti e le istituzioni.

Un'attitudine frutto di oltre cento anni di storia che cresce e si rinnova a confronto con le nuove sfide: la liberalizzazione dei mercati, la crisi economica, l'internazionalizzazione, i cambiamenti climatici, la crescita della sensibilità collettiva sui temi ambientali.

Alla base di questo impegno c'è la consapevolezza che i principali settori in cui opera il Gruppo hanno un impatto fondamentale sul benessere economico delle imprese, la qualità della vita dei cittadini, lo sviluppo sociale e la salvaguardia dell'ambiente.

Nel Gruppo, tale impegno si concretizza anche attraverso l'adozione di sistemi di gestione certificati negli ambiti della qualità, dell'ambiente e della sicurezza.

Nell'autunno del 2011 è stata estesa la certificazione ambientale ISO14001 a tutta la società A2A Reti Elettriche S.p.A. (precedentemente era certificata solo la distribuzione elettrica in area Milano).

Sempre nell'autunno 2011 è stata ottenuta la registrazione EMAS della centrale di Cogenerazione Canavese (via Cavriana, Milano) della società A2A Calore & Servizi S.r.l. (n. di registrazione IT-001386).

Per quanto riguarda l'ambiente, la certificazione ISO14001 è estesa a:

### Impianti

- 100% della potenza idroelettrica installata
- 100% della potenza termoelettrica installata
- 80% della potenza termica e 85% 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

- A2A Reti Elettriche S.p.A. - tutta la società
- A2A Reti Gas S.p.A. - rete di distribuzione area Milano
- A2A Ciclo Idrico S.p.A. - servizio idrico integrato del Comune di Brescia (compreso il depuratore di Verziano)
- A2A Calore & Servizi S.r.l. - reti di teleriscaldamento area Milano e area Brescia

Dodici assets sono anche dotati di registrazione EMAS.

Nel 2011 il Gruppo A2A ha pubblicato il suo terzo Bilancio di Sostenibilità (relativo all'anno 2010), lo strumento col quale dal 2008 dà conto ai suoi principali interlocutori delle *performance* in termini di sviluppo sostenibile dal punto di vista ambientale, economico e sociale. Il documento è stato redatto secondo i rigorosi principi del 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 esterna).

Grazie alle sue *performance* nel campo della Sostenibilità e all'impegno nel rendicontarla, A2A S.p.A. è attualmente inclusa nei seguenti indici di finanza etica.

| Indici                                      | Agenzie di rating    |
|---------------------------------------------|----------------------|
| <b>ECPI Ethical Index EMU</b>               | ECPI                 |
| <b>Axia CSR Italia</b>                      | Axia                 |
| <b>Axia Ethical Italia</b>                  | Axia                 |
| <b>Solactive Climate Change Index</b>       | Structured Solutions |
| <b>FTSE ECPI Italia SRI Benchmark Index</b> | FTSE ECPI            |
|                                             | AEI Standard Ethics  |

Nell'ambito della *Corporate Social Responsibility*, si segnalano alcuni tra i principali risultati raggiunti dal Gruppo A2A dall'inizio del 2011:

- Il 14 giugno 2011, nell'Auditorium di Assolombarda, A2A S.p.A. è stata premiata come finalista del *Sodalitas Social Award* nella categoria "Iniziativa a favore dell'Ambiente" con il progetto di sensibilizzazione ambientale Contagio. Il premio viene assegnato ogni anno ad imprese, associazioni imprenditoriali, distretti industriali ed organizzazioni che si siano concretamente impegnate in progetti di Responsabilità Sociale d'Impresa e di Sostenibilità, coerentemente con i valori dichiarati. La nona edizione del premio ha visto la partecipazione di 206 imprese con 251 progetti.
- Il 20 giugno 2011 A2A S.p.A., Abruzzo e Energia S.p.A. e Ecodeco S.r.l. hanno ricevuto nel corso del convegno "I benefici economici della sostenibilità nell'impresa di successo - prospettive, strumenti, benefici della certificazione" il *Certiquality Excellence Award* 2011,

certificato di eccellenza che testimonia l'impegno nella *governance* aziendale nell'integrare con efficacia i Sistemi di Gestione Ambientale in ambito di Qualità (ISO9001), Ambiente (ISO14001, EMAS), e Sicurezza (British Standard OHSAS ISO18001).

- L'impianto di teleriscaldamento di Canavese ha ottenuto il "*Certificate of Merit*" nella categoria "Nuovi sistemi di teleriscaldamento" in occasione dell'edizione 2011 dell'*International District Heating Energy Climate Awards*, organizzato dalla *International Energy Agency* (IEA) e da *Euro Heat & Power* (Associazione europea degli operatori del teleriscaldamento).
- Nell'ambito del rapporto con le associazioni di categoria, il Direttore Generale dell'Area Tecnico-Operativa di A2A S.p.A., Paolo Rossetti, è stato nominato a guidare per i prossimi tre anni il CIG, Comitato Italiano Gas, l'Ente Federato UNI deputato alla normazione tecnica per i gas combustibili in Italia.
- Sul piano della valorizzazione delle risorse umane, il sistema di *performance management*, avviato nel 2009, è stato esteso a tutti gli impiegati del Gruppo, raggiungendo a giugno le 4.300 persone valutate. Inoltre, nei primi mesi del 2011, è stato avviato un piano di formazione (*Induction*) dedicato ad oltre 200 neoassunti, con l'obiettivo di presentare le principali attività/*business* del Gruppo.
- Approvata il 6 luglio 2011 la convenzione tra Regione e Aprica S.p.A. per la realizzazione dei cinque nuovi progetti nell'ambito del PARR (Piano di Azione per la Riduzione dei Rifiuti). Nella prima fase erano stati avviati sei progetti: recupero del cibo invenduto, promozione del compostaggio domestico, utilizzo di pannolini lavabili per i neonati della città, vendita di prodotti alla spina nei supermercati Simply SMA e Coop, organizzazione di giornate del riuso, promozione della *farm delivery* (frutta e verdura locali, bio, in cassette riutilizzabili). I risultati della sperimentazione sono stati presentati il 15 novembre nel *workshop* organizzato presso la Regione Lombardia.
- Il 5 luglio 2011 A2A S.p.A. e le Confederazioni delle Piccole e Medie Imprese hanno firmato il protocollo d'intesa sulla Procedura di Conciliazione Paritetica. La procedura rappresenta uno strumento per la risoluzione stragiudiziale di alcune tipologie di controversie, non risolte da precedenti reclami, concernenti i rapporti di fornitura di energia elettrica e gas, sia nel mercato tutelato che nel mercato libero, tra imprese clienti aderenti alle Confederazioni ed A2A Energia S.p.A.. A2A S.p.A. aveva firmato già analogo accordo nel luglio 2010 per i clienti domestici.
- Nel 2011 A2A Energia S.p.A. ha sottoscritto con il Comune di Milano un contratto di fornitura per energia 100% rinnovabile: 236 milioni di kilowattora puliti forniti, per un abbattimento di 90 mila tonnellate all'anno di CO<sub>2</sub>. Negli edifici alimentati ad energia verde verrà inoltre posta una targa in cui si attesta l'utilizzo esclusivo di energia da fonti rinnovabili, grazie anche all'utilizzo del certificato "Energia A2A Rinnovabile 100% Certificata Recs".

- Il Macedonio Melloni è il primo ospedale di Milano allacciato alla rete del teleriscaldamento di A2A Calore & Servizi S.r.l.: grazie all'intervento ogni anno si eviterà di immettere in atmosfera circa 920 tonnellate di CO<sub>2</sub> (anidride carbonica) e una tonnellata di ossidi di azoto. L'impianto ricorre a sistemi di cogenerazione ad alta efficienza e pompa di calore della Centrale di Canavese, con recupero del calore dall'acqua della falda sotterranea.
- Dal 21 ottobre 2011 al 31 marzo 2012, A2A Energia S.p.A. promuove con un concorso a premi tra i clienti l'adesione al servizio di fatturazione elettronica. Il servizio [bollett@mail](mailto:bollett@mail) è gratuito, permette di ricevere la bolletta via mail il giorno stesso della emissione, consultare lo storico delle bollette sul proprio computer e comporta anche benefici ambientali per il minor consumo di carta.
- Da novembre 2011 A2A S.p.A. aderisce al *Global Compact*; il *Global Compact* è un'iniziativa per la promozione della cultura della cittadinanza d'impresa lanciata, nel luglio 2000, dall'allora Segretario Generale delle Nazioni Unite Kofi Annan e opera come piattaforma di informazione, garantendo supporto e coordinamento alle aziende e alle organizzazioni che decidono di condividere, sostenere ed applicare un insieme di principi universali relativi a diritti umani, lavoro, ambiente e lotta alla corruzione, contribuendo così alla realizzazione di "un'economia globale più inclusiva e più sostenibile".
- Da dicembre 2011 sono *on line*, sul sito [www.A2A.eu](http://www.A2A.eu), le emissioni in atmosfera dei principali impianti del Gruppo: termovalorizzatore di Bergamo, termovalorizzatore Silla 2, termovalorizzatore di Brescia, termovalorizzatore di Corteolona, termovalorizzatore di Filago e termovalorizzatore di Acerra. Sono pubblicati i quantitativi di emissione giornalieri delle principali sostanze (acido cloridrico, ammoniaca, monossido di carbonio,...).
- Il 17 novembre 2011 A2A S.p.A. e Codici, insieme ad ACU, Lega Consumatori e La Casa del Consumatore, hanno siglato un accordo per prevenire e denunciare le truffe ai danni dei consumatori, un accordo che prevede alcune importanti iniziative volte a evidenziare le pratiche commerciali scorrette e a favorire la massima trasparenza e correttezza nei rapporti tra le società di vendita di energia elettrica e gas e i clienti finali.
- Da giugno è attivo il sito [www.e-moving.it](http://www.e-moving.it) dedicato al servizio di ricarica dei veicoli elettrici "e-moving", promosso da A2A S.p.A. con il sostegno dei Comuni di Brescia e Milano. Oltre ad aggiornarsi sul progetto, sul sito è possibile abbonarsi al servizio e leggere le istruzioni per scaricare sul proprio cellulare la app (*application software*) che consente di trovare in mobilità la colonnina di ricarica più vicina.
- Dal mese di ottobre 2011 il Gruppo A2A ha ampliato l'offerta del Progetto Scuola, che prevede visite guidate ai propri impianti (termovalorizzatori, centrali idroelettriche, termoelettriche, di cogenerazione, fonti dell'acqua, depuratori e discariche per rifiuti) e alla Casa dell'Energia, un centro permanente di comunicazione dedicato all'energia. Quest'anno per la prima volta è stato aperto alle visite scolastiche il termovalorizzatore di Acerra, inol-

tre è stato messo a disposizione sul sito [www.a2a.eu](http://www.a2a.eu) un sistema di prenotazione online. Inoltre A2A S.p.A. e la Fondazione ASM Brescia offrono a tutti gli studenti e agli insegnanti che visitano gli impianti del Gruppo, l'iscrizione al FAI (Fondo Ambiente Italiano), la fondazione che agisce per la salvaguardia del patrimonio artistico e naturale.

- Aprica S.p.A. ha sperimentato in tre comuni del bresciano la raccolta dei rifiuti indifferenziati con cassonetti a calotta. I contenitori si possono aprire solo con l'ausilio di una chiave elettronica personalizzata che consente il monitoraggio dei conferimenti ed in prospettiva l'applicazione di una tariffa commisurata ai volumi di indifferenziato, che premia i cittadini più attivi nella raccolta differenziata. La sperimentazione ha consentito il rapido superamento della soglia del 65% di raccolta differenziata.

## 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 anche nella Carta dei Valori della società.

Sono attività che, grazie anche alla collaborazione di realtà esterne come Istituzioni ed Enti di ricerca, danno un importante valore aggiunto allo sviluppo e alla crescita del Gruppo.

### **Piano di sviluppo del Teleriscaldamento a Milano**

È proseguita anche nel 2011 la realizzazione del Piano di sviluppo del teleriscaldamento nella città di Milano che si propone di potenziare il sistema di teleriscaldamento all'interno della città ottenendo una significativa riduzione delle emissioni inquinanti derivanti dal fabbisogno energetico per il riscaldamento cittadino.

Il Piano prevede l'ulteriore sviluppo dei singoli episodi di teleriscaldamento già attivi e la loro progressiva aggregazione attraverso l'interconnessione delle reti a costituire macrosistemi alimentati da una pluralità di fonti. In questo modo verrà aumentato il ricorso alle tecnologie che massimizzano l'efficienza energetica e ambientale di produzione del calore: il recupero energetico dallo smaltimento dei rifiuti, il ricorso alle fonti rinnovabili attraverso l'utilizzo delle pompe di calore ad acqua di falda, la cogenerazione di energia termica ed elettrica.

Tra le attività più significative condotte nel 2011 si segnala l'ulteriore estensione della rete di teleriscaldamento e della potenza dell'utenza allacciata all'episodio di Canavese, rispettivamente pari a circa +20% e +50% rispetto al 2010: da ottobre 2011, anche il Tribunale è tra le utenze servite dal teleriscaldamento di Canavese. Nell'ambito degli impianti di produzione calore sono in evidenza le attività per l'incremento del recupero termico presso il termoutilizzatore AMSA Silla 2 attraverso il potenziamento della sezione di scambio termico e l'installazione di nuove caldaie a gas presso la centrale di Famagosta.

## Nuova centrale termofrigorifera cogenerativa presso l'ospedale di Varese

Varese Risorse S.p.A. sta attuando il progetto di realizzazione della centrale termofrigorifera con cogenerazione presso il nuovo Ospedale di Varese. Il 24 settembre 2009 è entrata in funzione la sezione termica della nuova centrale termofrigorifera che produce vapore e acqua calda di soccorso/integrazione al teleriscaldamento tramite tre caldaie alimentate a doppio combustibile (gas naturale e gasolio) per una potenza complessiva di focolare pari a ~27 MWt. La sezione frigorifera (potenza installata complessiva 10 MWf tramite 4 gruppi ad assorbimento, due alimentati ad acqua calda e due alimentati a vapore) e cogenerativa (motore da 1 MWe) della nuova centrale entreranno in funzione nel mese di settembre 2011.

La realizzazione di questo progetto consentirà la cosiddetta trigenerazione (produzione combinata di energia elettrica, termica e frigorifera) da tutti indicata come la nuova frontiera della cogenerazione. Significativo sarà, inoltre, il risparmio energetico e la riduzione di emissione di gas serra (GHG) legati al maggior numero di ore di funzionamento in assetto cogenerativo del turbogas della potenza nominale di 5 MWe presente nella centrale di teleriscaldamento di via Rossi.

Il risparmio complessivo così conseguito sarà titolabile dei certificati bianchi (TEE, Titoli di Efficienza Energetica).

### La mobilità elettrica di A2A S.p.A.

*E-moving* è il progetto per la mobilità elettrica promosso da A2A S.p.A., in *partnership* con Renault ed in collaborazione con le Amministrazioni Comunali di Brescia e Milano. A2A cura la realizzazione della infrastruttura di ricarica per auto elettriche, mentre Renault mette a disposizione i veicoli della gamma Zero Emissioni (berline e furgonette), equipaggiati di batteria agli ioni di litio di ultima generazione.

La fase pilota è partita a giugno 2010 ed è proseguita per tutto il 2011. I due comuni lombardi si candidano a diventare le città di riferimento della mobilità elettrica in Italia, iniziando per primi lo sviluppo di una rete di ricarica elettrica strutturata, completa e all'avanguardia: un totale di 270 punti di ricarica, di cui circa 150 saranno a disposizione degli automobilisti in luoghi pubblici (strade, parcheggi,...), mentre i restanti saranno a uso privato (box, parcheggi condominiali, parcheggi aziendali).

Ad oggi, a Brescia sono 18 le colonnine installate per un totale di 36 punti di ricarica pubblici; per quanto riguarda i privati 3 sono quelli predisposti nelle concessionarie Renault e 31 sono destinate a flotte aziendali e privati cittadini.

A Milano le colonnine installate sono 32 per un totale di 64 punti di ricarica presenti sul suolo pubblico. Per quanto riguarda le aree private è possibile trovare 10 punti di ricarica presso la Stazione di Cadorna dove è stato da poco inaugurato il nuovo servizio di *car sharing* elettrico

E-VAI nato dalla collaborazione tra Regione Lombardia, A2A S.p.A., Trenitalia–Ferrovie Nord e Sems, società del gruppo Fnm. 8 punti di ricarica sono stati installati presso concessionarie Renault (*partner* del progetto), 4 in aree A2A e altre 4 in aree di pertinenza del Comune. A questi stanno per aggiungersi ulteriori 40 punti di ricarica nelle stazioni di interscambio ATM.

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, la 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.

In coerenza con le finalità ambientali dell'iniziativa, l'elettricità per alimentare i veicoli sarà prodotta prevalentemente da fonti rinnovabili, fattore questo utile a perseguire un obiettivo di ciclo completo a zero emissioni.

### **Termovalorizzatore di Acerra**

Il 23 dicembre 2011, con alcuni giorni di anticipo rispetto alla fine dell'anno, il termovalorizzatore di Acerra, ha superato l'obiettivo annuale delle 600 mila tonnellate di rifiuti conferite, corrispondenti alla capacità nominale dell'impianto. Contestualmente sono stati immessi in rete 538 milioni di kilowattora di energia elettrica, pari al fabbisogno annuo di circa 200 mila famiglie, evitando così il consumo di 100 mila tonnellate di petrolio.

Grande attenzione è riservata agli aspetti ambientali: il termovalorizzatore, infatti, è dotato delle più moderne tecnologie di depurazione dei gas di combustione e nell'ambito degli interventi strutturali migliorativi previsti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, su specifico incarico della Presidenza del Consiglio dei Ministri, sono stati installati presso il termovalorizzatore di Acerra (NA): un portale di rilevamento della radioattività dei mezzi che conferiscono i rifiuti, un secondo Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni al camino (SME), un sistema di monitoraggio in continuo del mercurio nei fumi e un sistema di prelievo dei microinquinanti (IPA, diossine e furani, PCB).

Il completamento della messa in servizio di questa strumentazione è avvenuta nel febbraio 2011.

### **Progetto di insonorizzazione compattatori doppia camera per la raccolta di vetro e carta**

L'obiettivo del progetto è individuare e valutare sperimentalmente interventi di insonorizzazione della parte posteriore dei compattatori doppia camera utilizzati nella città di Milano per la raccolta del vetro e della carta.

Tra il 2011 e il 2012 saranno 36 i mezzi dotati di un sistema di insonorizzazione della cuffia posteriore sviluppato da Amsa, che 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 strati-

ficato; 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.

Questa interruzione della caduta e l'insonorizzazione a pannelli ha consentito di ridurre nella zona posteriore del mezzo e a 6 metri di altezza, durante l'attività di raccolta vetro, fino a 12 decibel, che in termini di picco di rumore, misurato in Pascal, significa una riduzione da 40 a 10 Pa.

#### ***Teleriscaldamento dalla centrale termoelettrica di Cassano d'Adda - caldaia ausiliaria***

La centrale termoelettrica di Cassano d'Adda (MI) produce energia elettrica tramite due cicli combinati, per una potenza installata di 995 MW elettrici. Dai cicli combinati viene estratto il calore per il teleriscaldamento dell'abitato del territorio comunale di Cassano d'Adda. La potenza oggi installata presso l'utenza è di circa 33 MW termici; il piano di sviluppo della rete di teleriscaldamento prevede un ulteriore incremento delle utenze nel corso del biennio 2011-2012, che riguarderà anche il Comune di Truccazzano (MI), nella frazione di Albignano.

#### ***Termoutilizzatore di Brescia: sperimentazione lance ad aria nel sistema di abbattimento NOx***

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*), da giugno 2011 è in corso una sperimentazione per l'ottimizzazione del sistema di abbattimento non catalitico (SNCR), di cui l'impianto è dotato fin dalla sua entrata in esercizio. Sulla linea 3 verrà 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, per una migliore nebulizzazione e quindi una più efficace reazione dell'ammoniaca per l'abbattimento degli NOx.

#### ***Termoutilizzatore di Brescia: nuovo sistema rilevamento incendi nella fossa rifiuti***

Dalla fine del 2010 è in servizio presso l'impianto, prima applicazione di questo tipo su un *bunker* di rifiuti, un sistema di telecamere ad infrarossi collegate a monitor posti in sala controllo ed in cabina comando carriponte, con l'obiettivo di rilevare sorgenti calde nei rifiuti presenti in fossa al fine di prevenire potenziali incendi nella fossa stessa e consentire comunque la manovrabilità dei macchinari in caso di bassa visibilità, ad esempio in caso di intervento con gli idranti telecomandati su un principio di incendio.

***Termoutilizzatore di Brescia: inertizzazione ceneri leggere (Progetto COSMOS)***

È stato avviato un progetto per l'inertizzazione delle ceneri leggere mediante impianto pilota per verificare l'efficacia del processo, già mostrata a livello di prove di laboratorio, anche su scala pre-industriale.

Il processo di inertizzazione delle polveri finali di filtrazione è stato messo a punto dall'Università degli Studi di Brescia ed è finanziato dalla Commissione Europea nell'ambito del Programma LIFE+o8 - Progetto ENV/IT/434 titolo COSMOS “*Colloidal Silica Medium to Obtain Safe inert*”.

L'impianto, ospitato su di un'area di circa 100 m<sup>2</sup> all'interno del Termoutilizzatore di Brescia, è costituito da quattro distinte unità :

- 1) stoccaggio e movimentazione polveri e liquidi;
- 2) miscelazione delle polveri con opportuni additivi;
- 3) dosaggio polveri e additivi/quadro di controllo;
- 4) lavaggio fanghi.

È stato realizzato presso la centrale Termoelettrica di Monfalcone (GO) il sistema ad osmosi inversa per il sistema di produzione di acqua demi, precedentemente ottenuta con resine a scambio ionico. Con il sistema a osmosi inversa è stato eliminato l'utilizzo di acido cloridrico e soda.

## Altre informazioni

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

Il bilancio d'esercizio di A2A 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 2011, suddivisi tra il revisore principale PwC e gli altri revisori.

| Descrizione - Migliaia di euro                                              | Revisore principale PwC | Altri revisori |
|-----------------------------------------------------------------------------|-------------------------|----------------|
| <b>A2A S.p.A.</b>                                                           |                         |                |
| Revisione del bilancio d'esercizio                                          | 169,6                   |                |
| Revisione del bilancio consolidato                                          | 39,6                    |                |
| Verifiche periodiche della contabilità                                      | 20,9                    |                |
| Revisione limitata della relazione semestrale                               | 59,4                    |                |
| Revisione dei conti annuali separati per AEEG                               | 18,8                    |                |
| Ulteriori attività di verifica e attestazione                               | –                       |                |
| <b>Totale</b>                                                               | <b>308,3</b>            | <b>–</b>       |
| <b>Società controllate</b>                                                  |                         |                |
| Revisione del bilancio d'esercizio                                          | 892,2                   |                |
| Revisione del bilancio consolidato                                          | –                       |                |
| Verifiche periodiche della contabilità                                      | 233,9                   |                |
| Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento, di cui: |                         |                |
| – a fine esercizio (revisione completa)                                     | 77,4                    |                |
| – al 30 giugno (revisione limitata)                                         | 279,7                   |                |
| Revisione dei conti annuali separati per AEEG                               | 115,6                   |                |
| Ulteriori attività di verifica e attestazione                               | –                       |                |
| <b>Totale</b>                                                               | <b>1.598,8</b>          | <b>–</b>       |
| <b>Società collegate e Joint Ventures <sup>(1)</sup></b>                    |                         |                |
| Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento          | 63,7                    | 25,0           |
| <b>Totale</b>                                                               | <b>63,7</b>             | <b>25,0</b>    |
| <b>TOTALE GRUPPO A2A</b>                                                    | <b>1.970,8</b>          | <b>25,0</b>    |

(1) Onorari sostenuti direttamente da A2A S.p.A..

Nel corso dell'esercizio 2011 oltre alle attività di revisione sopra riportate si segnala che sono state svolte, da società appartenenti al *network* PwC, altre attività per l'ammontare complessivo di 230 migliaia di euro che hanno riguardato attività di assistenza fiscale.

## Azioni proprie

Al 31 dicembre 2011 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 2011 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

In attuazione del D.Lgs.n.196 del 30 giugno 2003 'Codice in materia di protezione dei dati personali', e successive modifiche e integrazioni, è stato aggiornato, in data 31 marzo 2011, il Documento Programmatico sulla Sicurezza (DPS).

Il 10 febbraio 2012 è entrato in vigore il Decreto Legge n. 5 del 9 febbraio 2012 recante Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo (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. 39 del bilancio consolidato e alla nota n. 35 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 amministrativo-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 2011" 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](http://www.a2a.eu), è stata applicata con decorrenza 1° gennaio 2011.

## 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*.

In particolare, 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. Il processo di *self-assessment* dei rischi, avviato nel 2010, coinvolge direttamente il *management*. Il Gruppo ha istituito la nuova Funzione di *Risk Management*, a cui fanno capo sia le responsabilità sul processo di *Enterprise Risk Management* che quelle sull'*Energy Risk Management* (già consolidate), con l'obiettivo di sviluppare ulteriormente ed integrare nei processi aziendali le attività di gestione dei rischi.

Di seguito si procede alla descrizione dei principali rischi e incertezze 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*

Nell'ambito della Unità Organizzativa *Risk Management* è gestito il rischio prezzo *commodities* ovvero il rischio di mercato legato alle variazioni dei prezzi delle materie prime energetiche quali energia elettrica, gas naturale, carbone, olio combustibile nonché dei prodotti derivati da tali materie prime.

Il rischio di mercato legato alle oscillazioni del prezzo delle *commodities* energetiche e del cambio ad esse associato, 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 per garantire l'equilibrio economico e finanziario del Gruppo.

Annualmente il Consiglio di Gestione di A2A S.p.A. definisce i limiti di rischio *commodity* del Gruppo.

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

Per un approfondimento sul rischio prezzo su *commodities* e sulle modalità di *governance* si rimanda al paragrafo “Altre informazioni” della Relazione annuale consolidata.

## Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso di interesse è legato ai finanziamenti a medio e lungo termine ed ha un impatto differente a seconda che il finanziamento sia stipulato a tasso fisso o variabile. Infatti, se il finanziamento è a tasso variabile il rischio di tasso è sul *cash flow*, mentre se è a tasso fisso il rischio di tasso è sul *fair value*.

La politica di gestione del rischio tasso adottata è volta a minimizzare le eventuali perdite connesse alla fluttuazione dei tassi di interesse nel caso di tasso variabile, tramite una trasformazione degli stessi in tasso fisso o con la stipulazione di contratti *collar*, e a minimizzare il maggiore costo del tasso fisso rispetto a quello variabile (il cosiddetto “*negative carry*”).

E’ stato sviluppato internamente un modello strutturato per l’analisi e la gestione dei rischi relativi ai tassi di interesse. Il metodo utilizzato per il calcolo dell’esposizione a tale rischio è basato sul metodo Montecarlo, che permette di valutare l’impatto che le oscillazioni dei tassi di interesse hanno sui flussi finanziari prospettici. L’impianto metodologico prevede la simulazione di almeno diecimila scenari per ogni variabile rilevante, in funzione delle volatilità e delle correlazioni ad essi associate, utilizzando come livelli prospettici le curve *forward* dei tassi di mercato. Si ottiene in questo modo una distribuzione di probabilità dei risultati dalla quale è possibile estrapolare il massimo scostamento negativo atteso (*worst case scenario*) e il massimo scostamento positivo atteso (*best case scenario*), con un intervallo di confidenza del 99%.

## Rischio di liquidità

Il Gruppo non è attualmente esposto al rischio liquidità nel breve periodo, avendo a disposizione alla data di bilancio 1.785 milioni di euro di linee di credito *committed*. Tali linee sono destinate prevalentemente a coprire temporanee esigenze di liquidità.

Il Gruppo, inoltre, dispone di finanziamenti a medio lungo termine, già contrattualizzati e non ancora utilizzati per un importo complessivo pari a 165 milioni di euro.

## Rischio di *default* e *covenants*

A2A S.p.A. ha emesso, nell'ottobre 2003 e nel maggio 2004, due prestiti obbligazionari del valore nominale di 500 milioni di euro ciascuno con scadenza a dieci anni. Nel corso del 2009 è stato inoltre emesso un prestito obbligazionario pari a 1 miliardo di euro con scadenza novembre 2016.

E' prevista una clausola di *Credit Rating* sul finanziamento BEI di originari 100 milioni di euro scadenza 2012 (*rating* inferiore a BBB), sul finanziamento BEI di originari 100 milioni di euro scadenza 2014-2016 (*rating* inferiore a BBB), sul finanziamento BEI di originari 200 milioni di euro scadenza 2023 (*rating* inferiore a BBB), sul finanziamento BEI di originari 200 milioni di euro scadenza 2025/2026 (*rating* inferiore a BBB), sul finanziamento CDP di originari 200 milioni di euro scadenza 2025 (*rating* inferiore a BBB-), sul finanziamento BEI di originari 95 milioni di euro utilizzato per 50 milioni di euro scadenza 2026 (*rating* inferiore a BBB) e sul prestito obbligazionario in yen scadenza 2036 e relativo contratto di *cross currency swap* con CSA (*Put right* con *rating* inferiore a BBB-).

Per il finanziamento di A2A S.p.A. intermediato BEI da 85 milioni di euro a tasso variabile con scadenza giugno 2018 è prevista una clausola di *Credit Rating*; in particolare vi è l'impegno della società a mantenere per tutta la durata del finanziamento un *Rating* "investment grade".

Nel caso in cui tale impegno non venga rispettato sono previsti *covenants* patrimoniali, economici e finanziari legati al rapporto tra indebitamento ed *equity*, indebitamento e MOL, tra MOL ed oneri finanziari. Questi *covenants* sono rilevati dalla società ogni dodici mesi con riferimento al Bilancio consolidato.

Il Gruppo A2A ha stipulato con diversi istituti finanziari alcune linee di credito *committed* per un totale di 2.890 milioni di euro (di cui 2.785 milioni di euro stipulati da A2A S.p.A.) che non sono soggette ad alcun *covenant*.

Relativamente ai prestiti obbligazionari, ai finanziamenti sopra indicati e alle linee *committed* sopra citate esistono (i) clausole di *negative pledges* per effetto delle quali A2A S.p.A. si impegna a non costituire garanzie reali sui beni di A2A S.p.A. e 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.

Si segnala che i contratti di finanziamento BEI 200 milioni di euro scadenza 2025 e BEI 95 milioni di euro scadenza 2026 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 di A2A S.p.A..

Inoltre, per alcune linee di credito *committed*, è previsto l'impegno in capo ad A2A S.p.A. di non cedere il controllo sul capitale sociale della società Delmi S.p.A., e per tutte è previsto di riservare alle banche finanziatrici un trattamento analogo a quello spettante ai creditori di altri contratti di finanziamento non garantiti (*pari passu*).

Inoltre 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.

Su un finanziamento di EPCG pari a 35 milioni di euro, utilizzato al 31 dicembre 2011 per 3 milioni di euro, sono previsti alcuni *covenants* finanziari.

Allo stato attuale, non vi è alcuna situazione di *default* delle società del Gruppo A2A, né violazione di alcuno dei *covenants* sopra citati, tranne che per il finanziamento di EPCG sopra indicato i cui *covenants* non sono stati completamente rispettati. A tal proposito c'è già un accordo, che verrà formalizzato in tempi brevi con la banca finanziatrice, nel quale verranno sospesi gli effetti di tali *covenants* per un periodo di tempo da definire e con effetto retroattivo.

## Rischi di contesto

### Rischio normativo e regolatorio

Il Gruppo opera in un settore fortemente regolamentato. Tra i fattori di rischio nell'attività di gestione rileva pertanto 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.

E' 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;
- l'evoluzione della disciplina delle convenzioni CIP 6/92;
- le norme sulla regolazione dei servizi pubblici locali, in particolare alla luce delle modifiche

ed integrazioni all'art. 23-bis della Legge n. 133/08 relativamente alla durata del periodo transitorio per gli affidamenti in corso, di cui all'art. 15 della Legge n. 166/2009 (di cui sopra) così come successivamente abrogato a seguito del referendum del giugno 2011 e sostituito dall'art. 4 D.L. n. 138/11, come convertito in legge con modificazioni dalla Legge n. 148/11;

- l'evoluzione della disciplina del mercato dei Certificati Verdi.

### **Concessioni idroelettriche di grande derivazione**

Con riferimento alle norme in vigore, per quanto attiene la disciplina delle concessioni di grande derivazione d'acqua per uso idroelettrico, la Legge finanziaria per il 2006 prevedeva che, a fronte di congrui investimenti di ammodernamento sugli impianti, tutte le grandi concessioni di derivazione di acque fossero prorogate di 10 anni rispetto alle date di scadenza fissate dalle disposizioni normative vigenti (di cui ai commi 6, 7 e 8 dell'art. 12 del Decreto Lgs. n. 79/99, Decreto Bersani). La sentenza della Corte Costituzionale n. 1/2008 ha dichiarato l'illegittimità di tali norme, che violerebbero le disposizioni costituzionali in materia di competenza legislativa concorrente delle Regioni rispetto allo Stato in materia di energia. La pronuncia della Corte ha determinato il venir meno della proroga delle concessioni, mentre non ha ripristinato integralmente la disciplina di cui all'art. 12 del Decreto Bersani (resta ferma l'abrogazione dei commi 3 e 5, risulta abrogato il comma 2 ed il primo comma è sostituito dalla prima parte del comma 483 dell'art. 1 della Legge finanziaria per il 2006). Anche la determinazione dei parametri di gara (requisiti organizzativi e finanziari minimi degli operatori, parametri di aumento della potenza e dell'energia generata) da parte del Ministero dello sviluppo economico dovrà prevedere, in base alla sentenza della Consulta, un adeguato coinvolgimento delle Regioni, realizzabile nell'ambito della Conferenza Unificata.

L'art. 15 comma 6 del Decreto Legge n. 78/2010 (cd. DL Manovra), pubblicato in G.U. del 31 maggio, era intervenuto in materia elevando le basi di calcolo dei sovracanonici sulle concessioni idroelettriche di grande derivazione (articolo 15 comma 6).

Con un emendamento al testo, in vista della conversione in legge del decreto - attuata a fine luglio con Legge n. 122/2010 -, la norma di cui sopra è stata integrata da ulteriori previsioni in merito alla durata delle concessioni in essere.

Con nota del 15 marzo 2011, l'Unione Europea ha emesso una lettera di costituzione in mora nei confronti della Repubblica Italiana, per richiesta di chiarimenti in merito alle disposizioni di cui alla Legge n. 122/2010, ritenendo che le modalità di concessione della proroga, ivi prevista, possano configurare una violazione delle norme in materia di libertà di stabilimento, di cui all'art. 49 del TFUE. In particolare, la legge citata prevedeva una proroga generalizzata di 5 anni di tutte le concessioni, ed una ulteriore proroga di 7 anni da concedere al verificarsi di determinate condizioni.

La procedura di infrazione dovrebbe, peraltro, essere archiviata a seguito di quanto disposto dalla Sentenza n. 205/2011 (pubblicata il 13 luglio 2011), con la quale la Corte Costituzionale ha accolto il ricorso presentato dalla Regione Liguria in merito alle tematiche in oggetto, dichiarando l'illegittimità:

- delle disposizioni di cui alla Legge n. 122/10 volte a prorogare le concessioni di grande derivazione d'acqua per uso idroelettrico (per periodi di 5 e 7 anni), in quanto incoerenti con le disposizioni costituzionali in materia di riparto di competenze Stato-Regioni (la materia è sottoposta a competenza legislativa regionale);
- della norma che prevedeva l'operatività delle disposizioni in questione “...fino all'adozione di diverse disposizioni legislative da parte delle Regioni, per quanto di loro competenza...” (cosiddetta clausola di “cedevolezza”), in quanto “...l'esigenza di colmare, per il tempo necessario all'emanazione della normativa regionale, un vuoto legislativo nell'applicazione di principi fondamentali statali in concreto non sussiste...”.

A livello locale la Regione Lombardia, anche in vista della scadenza di alcune concessioni nel proprio bacino territoriale, con l'articolo 14 della Legge n. 19 del 23 dicembre 2010 ha modificato la Legge regionale n. 26 del 12 dicembre 2003, aggiungendo l'articolo 53-bis “Prosecuzione temporanea dell'esercizio”, in base al quale la Giunta regionale può consentire, per le sole concessioni in scadenza entro il 31 dicembre 2015, la prosecuzione temporanea dell'affidamento al concessionario uscente, per il tempo necessario al completamento delle procedure di assegnazione e per periodi comunque non superiori a cinque anni.

#### a. Scadenza dell'affidamento

Alla scadenza dell'affidamento in essere, la Regione acquisisce la titolarità di opere ed impianti asserviti alla concessione, per conferirli, entro 6 mesi da tale termine, in proprietà a società patrimoniali di scopo, con partecipazione totalitaria di capitale pubblico incedibile, controllate dalla Regione, e a cui partecipano senza oneri gli Enti locali e/o loro forme di aggregazione, in misura non inferiore al 30%. L'esercizio industriale delle opere e degli impianti sarà poi affidato a terzi, mediante procedure competitive ad evidenza pubblica, ovvero direttamente a società mista pubblica e privata partecipata dalla Provincia montana territorialmente competente.

#### b. Esercizio delle infrastrutture e degli impianti

Per l'esercizio delle infrastrutture e degli impianti, il soggetto affidatario disporrà dei beni nella titolarità della società patrimoniale a fronte del pagamento di un corrispettivo in parte fisso (determinato in funzione della potenza nominale media annua degli impianti) e in parte variabile (in misura proporzionale alla produzione realizzata, valorizzata in base agli esiti dei mercati elettrici).

Con Delibera n. 1205 del 29 dicembre 2010, la Giunta Regionale, come prima attuazione delle disposizioni appena richiamate, 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, considerate scadute – nonostante le citate disposizioni della norma statale - 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 previsti dall'art. 53-bis; inoltre ha demandato a successiva deliberazione la fissazione, tra l'altro, del canone aggiuntivo da corrispondere a partire dal 1° gennaio 2011.

La citata delibera è stata oggetto di ricorso al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche da parte di A2A S.p.A. e di altri operatori.

Con Sentenza n. 339/2011 la Corte Costituzionale, su ricorso del Consiglio dei Ministri agli articoli 3 comma 2, e 14 commi 3,7,8,9 e 10, ha dichiarato l'incostituzionalità delle norme impugnate. Di conseguenza, restano in vigore, i commi 4 e 5 dell'art. 53-bis 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. Tali commi, infatti, non sono stati impugnati dal Governo, ma da A2A S.p.A. con ricorso incidentale nell'ambito del giudizio promosso contro la delibera di Giunta regionale di fine 2010 avanti al TSAP, il quale ad oggi non si è ancora pronunciato in merito.

### **Normativa grandi dighe**

Da ultimo il Governo, con 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, entro il 31 dicembre 2012 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.

### **Evoluzione della disciplina delle convenzioni CIP 6/92**

La Legge n. 99/2009 (cd. Legge Sviluppo) dispone che il Ministero dello sviluppo economico definisca criteri per l'aggiornamento del Costo Evitato di Combustibile e che vengano proposti ai produttori 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 6/92 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.

### **Regolazione dei servizi pubblici locali**

Dopo che, con l'emanazione del D.P.R. n. 168/10, il Governo aveva adottato il Regolamento attuativo delle disposizioni di cui all'articolo 23-bis della Legge n. 133/08, completando la disciplina originariamente prevista e dopo che il D.L. n. 70/11, come convertito in legge con modificazioni dalla Legge n. 106/11, aveva innovato la disciplina della partecipazione a gare per le società controllate da società quotate, la materia dei servizi pubblici locali di rilevanza economica è stata interessata dal Quesito 1 del referendum abrogativo del 12 e 13 giugno u.s., così come proclamato dal D.P.R. n. 113 del 18 luglio 2011 e poi dal successivo art. 4 D.L. n. 138/11, così come convertito in legge con modificazioni dalla Legge n. 148/11.

L'Art. 4 del 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) contiene una riforma delle norme in materia di servizi pubblici locali che, per quanto di interesse del Gruppo, impatta sulla gestione dei rifiuti (il servizio idrico integrato, il servizio di distribuzione di gas naturale e il servizio di distribuzione di energia elettrica sono, infatti, esclusi dall'ambito di applicazione della norma).

La norma prevede che gli enti locali verifichino la realizzabilità di una gestione concorrenziale dei servizi pubblici locali di rilevanza economica ("servizi pubblici locali"), liberalizzando tutte le attività economiche compatibilmente con le caratteristiche di universalità e accessibilità del servizio, limitando l'attribuzione di diritti di esclusiva alle ipotesi in cui, in base ad una analisi di mercato, la libera iniziativa economica privata non risulti idonea a garantire un servizio rispondente ai bisogni della comunità.

La verifica di cui sopra deve essere effettuata per la prima volta entro dodici mesi dall'entrata in vigore del D.L. n. 138/2011 e poi periodicamente secondo i rispettivi ordinamenti degli enti locali. Deve comunque essere effettuata prima di procedere al conferimento e al rinnovo della gestione dei servizi. La delibera degli Enti Locali deve essere inviata anche all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ai fini della relazione annuale al Parlamento.

Gli enti locali definiscono preliminarmente, ove necessario, gli obblighi di servizio pubblico, prevedendo le eventuali compensazioni economiche alle aziende esercenti i servizi stessi, tenendo conto dei proventi derivanti dalle tariffe e nei limiti della disponibilità di bilancio destinata allo scopo. Nel caso in cui l'ente locale intenda procedere all'attribuzione di diritti di esclusiva, il conferimento della gestione di servizi avviene in favore di imprenditori o di società in qualunque forma costituite, anche se a capitale interamente pubblico (a meno di specifici divieti previsti dalla legge) individuati mediante procedure competitive ad evidenza pubblica.

La norma detta, inoltre, disposizioni relative alle modalità di definizione del bando di gara di assegnazione, anche con riferimento al caso particolare in cui le procedure abbiano ad oggetto al tempo stesso la qualità di socio, al quale deve essere conferita una partecipazione non inferiore al 40 per cento, e l'attribuzione di specifici compiti operativi connessi alla gestione del servizio.

Ferma restando la proprietà pubblica delle reti, la loro gestione può essere affidata a soggetti privati.

Alla scadenza della gestione del servizio pubblico locale o in caso di sua cessazione anticipata, il precedente gestore cede al subentrante i beni strumentali e le loro pertinenze necessari, in quanto non duplicabili a costi socialmente sostenibili, per la prosecuzione del servizio, come individuati dall'ente affidante, a titolo gratuito e liberi da pesi e gravami. Se, al momento della cessazione della gestione, i beni strumentali e oggetto di cessione non sono stati interamente ammortizzati, il gestore subentrante corrisponde al precedente gestore un importo (specificato nel bando) pari al valore contabile originario non ancora ammortizzato, al netto di eventuali contributi pubblici direttamente riferibili ai beni stessi. Restano ferme le disposizioni contenute nelle discipline di settore, anche regionali, vigenti alla data di entrata in vigore del decreto, nonché restano salvi eventuali diversi accordi tra le parti stipulati prima dell'entrata in vigore del presente decreto.

Per quanto specificamente riferito agli affidamenti in capo a società del Gruppo, il regime transitorio degli affidamenti non conformi a quanto stabilito dal decreto prevede in particolare, come era stato disposto dall' art. 23-bis, che gli affidamenti diretti assentiti alla data del 1°ottobre 2003 a società a partecipazione pubblica già quotate in borsa a tale data ed a quelle da esse controllate ai sensi dell'articolo 2359 del Codice Civile cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio, a condizione che la partecipazione pubblica si riduca anche progressivamente, attraverso procedure ad evidenza pubblica ovvero forme di collocamento privato

presso investitori qualificati e operatori industriali, ad una quota non superiore al 40 per cento entro il 30 giugno 2013 e non superiore al 30 per cento entro il 31 dicembre 2015; ove siffatte condizioni non si verificano, gli affidamenti cessano, improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione dell'ente affidante, rispettivamente, alla data del 30 giugno 2013 o del 31 dicembre 2015.

Le società, le loro controllate, controllanti e controllate da una medesima controllante, anche non appartenenti a Stati membri dell'Unione Europea, che, in Italia o all'estero, gestiscono di fatto o per disposizioni di legge, di atto amministrativo o per contratto servizi pubblici locali in virtù di affidamento diretto, di una procedura non ad evidenza pubblica ovvero in esito a procedure aventi ad oggetto la qualità di socio e l'attribuzione di specifici compiti operativi connessi alla gestione del servizio, nonché i soggetti cui è affidata la gestione delle reti, degli impianti e delle altre dotazioni patrimoniali degli enti locali, qualora separata dall'attività di erogazione dei servizi, non possono acquisire la gestione di servizi ulteriori ovvero in ambiti territoriali diversi, né svolgere servizi o attività per altri enti pubblici o privati, né direttamente, né tramite loro controllanti o altre società che siano da essi controllate o partecipate, né partecipando a gare.

Il divieto opera per tutta la durata della gestione e non si applica alle società quotate in mercati regolamentati e alle società da queste direttamente o indirettamente controllate ai sensi dell'articolo 2359 del Codice Civile, nonché al socio selezionato in esito a procedure aventi ad oggetto la qualità di socio e l'attribuzione di specifici compiti operativi connessi alla gestione del servizio.

I soggetti affidatari diretti di servizi pubblici locali possono comunque concorrere su tutto il territorio nazionale alla prima gara successiva alla cessazione del servizio, svolta mediante procedura competitiva ad evidenza pubblica, avente ad oggetto i servizi da essi forniti.

Sono fatte salve le procedure di affidamento già avviate all'entrata in vigore del decreto.

In merito ai possibili sviluppi del mercato, si ricorda che l'art. 4 prevede che, ove gli enti locali debbano riconoscere diritti di esclusiva, ipotesi come detto all'inizio, di carattere residuale e che deve essere motivata, gli strumenti organizzativi a disposizione siano l'affidamento a terzo selezionato con procedura ad evidenza pubblica, l'affidamento a società mista, il cui socio che svolga attività funzionali abbia i requisiti e sia selezionato in conformità a ciò che è dettagliatamente indicato al comma 12 e l'affidamento a società *in house providing* solo a condizione che il canone annuo abbia valore inferiore a 900.000 migliaia di euro.

L'art. 4 comprende molta della disciplina contenuta nel DPR n. 168/10 venuto meno in conseguenza dell'abrogazione dell'art. 23-bis; si è già riferito della disciplina in materia di devoluzione dei beni, ma è bene ricordare che è nuovamente prevista anche la materia delle incompatibilità, della formazione delle commissioni giudicatrici e delle particolari regole a cui devono sottostare società *in house* e miste in materia di approvvigionamenti e selezione del personale.

Il legislatore, con Legge del 12 novembre 2011, n. 183, nota anche come “Legge di stabilità 2012”, ha apportato ulteriori modifiche alla disciplina sui servizi pubblici locali di rilevanza economica. In particolare, l’art. 9 ha introdotto alcune modifiche e aggiunte all’art. 4 del D.L. 13 agosto 2011, n. 138 al fine di:

- realizzare un sistema liberalizzato dei servizi pubblici locali di rilevanza economica attraverso la piena concorrenza nel mercato;
- perseguire gli obiettivi di liberalizzazione e privatizzazione dei medesimi servizi secondo quanto previsto dall’art. 4 del D.L. n. 138/2011;
- assicurare, mediante un sistema di *benchmarking*, il progressivo miglioramento della qualità ed efficienza di gestione dei medesimi servizi.

Le novità introdotte, come stabilito dall’art.36, avranno decorrenza 1° gennaio 2012.

L’esito della consultazione in merito al Quesito referendario n. 2, così come proclamato dal D.P.R. n. 166 del 18 luglio 2011, ha determinato invece l’abrogazione dell’articolo 154, comma 1 del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 (nel seguito riportato), limitatamente alla parte di seguito evidenziata:

- *”La tariffa costituisce il corrispettivo del servizio idrico integrato ed è determinata tenendo conto della qualità della risorsa idrica e del servizio fornito, delle opere e degli adeguamenti necessari, dell’entità dei costi di gestione delle opere, dell’adeguatezza della remunerazione del capitale investito e dei costi di gestione delle aree di salvaguardia, nonché di una quota parte dei costi di funzionamento dell’Autorità d’ambito, in modo che sia assicurata la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio secondo il principio del recupero dei costi e secondo il principio “chi inquina paga”. Tutte le quote della tariffa del servizio idrico integrato hanno natura di corrispettivo”.*

Ai fini della definizione della tariffa per il servizio idrico integrato, pertanto, continuerà a trovare applicazione il metodo normalizzato come dettato dal D.M. 1° agosto 1996, norma delegata dell’art. 13 della Legge n. 34/96 e che prevede la remunerazione del capitale investito, fino a quando il legislatore emetterà il decreto delegato previsto dall’art. 154 medesimo.

Al riguardo, si rileva peraltro che, anche nel caso di una applicazione generica dei principi contenuti nella cd. Direttiva Europea quadro delle acque (2000/60/CE), questa, all’art. 9, stabilisce il principio del “*recupero dei costi del servizio idrico*”, che dovrà essere perseguito a partire da una analisi economica (Allegato III) che considera la stima degli investimenti connessi alla soddisfazione della domanda ed offerta di lungo periodo.

Si rileva, infine, che i decreti interministeriali che dovranno essere emanati in attuazione dell’art. n. 154 del D.Lgs. n. 152/06, dovranno tenere conto dell’abrogazione disposta dal referendum e quindi regolare la tariffa in considerazione di tutti gli ulteriori fattori pure

presenti nel comma 1:

- qualità della risorsa idrica;
- qualità del servizio fornito;
- opere ed adeguamenti necessari;
- costi di gestione delle opere;
- costi di gestione delle aree di salvaguardia;
- quota parte dei costi di funzionamento delle AATO (che dovrebbero essere a breve sostituite da altri enti).

### **Distribuzione Gas Naturale e Energia Elettrica**

Per quanto attiene la 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.

Con riferimento al servizio di distribuzione di gas naturale, la Legge n. 99/2009, cd. "Legge Sviluppo" nel fare salve le disposizioni del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e dell'articolo 46-bis del Decreto Legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla Legge 29 novembre 2007, n. 222, in materia di distribuzione di gas naturale, definisce i nuovi "Ambiti Territoriali Minimi" per i quali saranno indette le gare per l'affidamento del servizio al Ministro dello sviluppo economico, in concerto con il Ministro per i rapporti con le regioni, sentite la Conferenza Unificata e l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

In data 31 marzo 2011, è stato pubblicato sulla G.U. il decreto 19 gennaio 2011 del Ministero dello sviluppo economico che individua i 177 Ambiti Territoriali Minimi e provvede a fornirne il dettaglio per regione nell'Allegato 1. L'identificazione puntuale dei singoli comuni appartenenti ad ogni Ambito Territoriale Minimo è stata rimandata ad un successivo decreto del Ministro dello sviluppo economico, emanato in data 18 ottobre 2011.

I criteri seguiti per l'identificazione dei comuni inclusi nei singoli Ambiti prevedono un massimo di 50 comuni con almeno 50.000 clienti effettivi; inoltre, è salvaguardata l'interconnessione metallica degli impianti ed è considerata la densità di popolazione e le specificità territoriali.

Con riferimento alla possibilità di indire le gare per l'affidamento dell'attività di distribuzione, con il D.Lgs. n.93 del 1° giugno 2011 (cd. Terzo pacchetto Energia), all'art. 24, comma 4, è stato specificato, che tutte le gare per le quali alla data di entrata in vigore del citato D.Lgs., in caso di procedura aperta, il bando di gara sia stato pubblicato o, in caso di procedura ristretta, le lettere di invito siano state inviate, potranno essere svolte in base alle procedure applicabili alla data della loro indizione, sempre che tali documenti includano i criteri di valutazione dell'offerta e del valore di rimborso del gestore uscente.

Le gare che non rientrano nella precedente fattispecie, al contrario, a partire dal 29 giugno 2011, data di entrata in vigore del decreto prima citato, dovranno essere effettuate unicamente per Ambiti Territoriali di cui all'art. 46-bis della Legge n. 222 del 2007 e in base ai criteri ivi applicabili di prossima emanazione.

Il Regolamento con cui il Ministro dello sviluppo economico ha definito i “*criteri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione*” è stato firmato l'11 novembre 2011, tuttavia è stato pubblicato in G.U. solo il 27 gennaio 2012.

Infine, il Decreto Ministeriale 21 aprile 2011 recante disposizioni per governare gli effetti sociali connessi alla nuova modalità di affidamento delle concessioni di distribuzione del gas (cd. “Clausola Sociale”), detta norme volte a tutelare l'occupazione del personale della società di distribuzione uscente a seguito dell'aggiudicazione del servizio da parte di un'altra società, oltre che una serie di obblighi per quest'ultima. Il gestore entrante è obbligato ad assumere almeno un numero di addetti non superiore alla somma del personale addetto agli impianti oggetto di gara e una quota parte del personale con funzioni centrali di supporto all'attività di distribuzione e misura.

Le tutele previste per i dipendenti con obbligo di assunzione di cui sopra si sostanziano nel loro passaggio diretto ed immediato alla società subentrante e nella garanzia dell'applicazione delle medesime condizioni, sia economiche che relative agli istituti legati all'anzianità di servizio, di cui godevano precedentemente. Al personale che, in base alle condizioni precedentemente ricordate, risultasse in esubero, vengono applicati gli opportuni ammortizzatori sociali, ferma restando la possibilità di essere assunti qualora, entro i due anni successivi alla gara, il subentrante dovesse procedere a nuove assunzioni.

### **Evoluzione della disciplina del mercato dei Certificati Verdi e norme in materia di incentivazione della produzione da rinnovabili**

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

Le principali misure adottate dal decreto, peraltro, potranno essere attuate solo in applicazione di ulteriori decreti ministeriali (per la maggior parte a cura di Mse e Minambiente), per i quali sono previste scadenze semestrali, decorrenti dalla data di vigenza della norma.

#### **Riforma meccanismi incentivazione rinnovabili – Disposizioni di riferimento a regime**

Il decreto prevede che la produzione da rinnovabili per impianti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2012 sia incentivata attraverso:

- il riconoscimento di una *feed in tariff* per gli impianti fino a 5 MW di potenza installata (tale soglia varierà in base alle caratteristiche delle diverse fonti rinnovabili utilizzate);

- meccanismi di aste al ribasso gestite dal Gse per gli impianti di potenza installata superiore ai limiti di cui sopra.

L'incentivo del tipo *feed in tariff* sarà attribuito esclusivamente alla produzione da nuovi impianti, ivi inclusi quelli realizzati a seguito di integrale ricostruzione, da impianti ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, e da centrali ibride, limitatamente alla quota di energia prodotta da fonte rinnovabile.

L'incentivo sarà inoltre attribuito, “per contingenti di potenza”, alla produzione da impianti oggetto di rifacimento totale o parziale, per un massimo del 25% per i rifacimenti parziali e del 50% per i rifacimenti totali. Le due quote possono raggiungere l'80% e il 90% (rispettivamente per i casi di rifacimento parziale e totale) nel caso di impianti alimentati da biomassa, compresi quelli alimentati con la frazione biodegradabile dei rifiuti.

#### **Riforma meccanismi incentivazione rinnovabili - Transizione verso il regime**

La produzione da rinnovabile per gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 sarà, invece, incentivata con i vigenti meccanismi. Per il meccanismo dei CV è, peraltro, prevista una graduale riduzione della quota d'obbligo, che andrà ad annullarsi per l'anno 2015, nonché l'abrogazione delle norme di riferimento (di cui all'art. 11 del Decreto Bersani) a partire dal 2016: da tale anno, pertanto, i produttori da rinnovabili non percepiranno più i Certificati.

Dal 2011 al 2015, peraltro, il Gse dovrà ritirare i Certificati rilasciati per produzione da fonti rinnovabili e rimasti invenduti, ad un prezzo pari al 78% del prezzo fissato dal comma 148 dell'art. 2 della Legge Finanziaria per il 2008. Per lo stesso periodo di tempo, il Gse ritirerà inoltre l'invenduto rilasciato a fronte di produzione da cogenerazione abbinata a teleriscaldamento, ad un prezzo pari al prezzo medio dei Certificati registrato sul mercato del 2010.

L'energia elettrica importata a partire dal 1° gennaio 2012 non sarà soggetta all'obbligo di acquisto dei CV solo se concorrente al raggiungimento degli obiettivi nazionali di risparmio energetico.

I decreti attuativi delle misure di incentivazione previste a regime (*feed-in tariff* e aste al ribasso) dovranno normare la transizione dal vecchio al nuovo meccanismo di incentivazione, in particolare per il diritto a fruire dei Certificati Verdi per gli anni successivi al 2015.

#### **Garanzie di origine**

Il decreto prevede che con le modalità previste dall'articolo 1, comma 5, del Decreto Legge n. 18 giugno 2007, n. 73 (di completamento della liberalizzazione della vendita di energia elettrica), convertito, con modificazioni, dalla Legge 3 agosto 2007, n. 125, siano aggiornate le modalità di rilascio, riconoscimento e utilizzo della garanzia di origine dell'elettricità da fonti rinnovabili in conformità alle disposizioni dell'articolo 15 della direttiva 2009/28/CE.

A decorrere dal 1° gennaio 2012, i fornitori di energia elettrica possono utilizzare esclusivamente tale garanzia per attestare la quota/quantità di energia da fonti rinnovabili presente nel proprio mix energetico.

### ***Regimi di sostegno per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili per l'efficienza energetica***

Il decreto prevede l'incentivazione per gli interventi di incremento dell'efficienza energetica e di produzione di energia termica da fonti rinnovabili mediante i seguenti regimi di sostegno:

- a) contributi a valere sulle tariffe del gas naturale per gli interventi di piccole dimensioni;
- b) rilascio dei Certificati Bianchi per tutti gli interventi che non ricadono fra quelli di cui al punto precedente.

a) Sono incentivati gli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni, realizzati successivamente al 31 dicembre 2011. L'incentivo, con lo scopo di assicurare un'equa remunerazione dell'investimento, è commisurato ai risparmi energetici generati dagli interventi e non può essere superiore a dieci anni con decorrenza dalla data di conclusione dell'intervento stesso.

b) In coerenza con quanto definito all'articolo 7 del Decreto Legislativo 30 maggio 2008 n.115, vengono stabilite le modalità con cui gli obblighi in capo alle imprese di distribuzione di cui all'articolo 9.1 del Decreto Legislativo del 1999 n. 79 e all'articolo 16.4 del Decreto Legislativo del 2000 n.164, si raccordano agli obiettivi nazionali relativi all'efficienza energetica.

Il decreto raccorda il periodo di diritto ai Certificati Verdi con la vita utile dell'intervento e prevede che i risparmi di energia realizzati attraverso interventi di efficientamento delle reti elettriche e del gas naturale possano concorrere al raggiungimento degli obblighi in capo alle imprese di distribuzione, senza il rilascio di Certificati Bianchi.

### **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 ed a 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 sintetizzano nel seguito le principali disposizioni di interesse, che dovranno essere attuate dal Regolatore.

**Norme in materia di unbundling contabile e funzionale**

Le disposizioni dettate dal decreto per i due settori in materia di *unbundling* funzionale per l'attività di distribuzione ricalcano sostanzialmente quando già vigente ai sensi delle disposizioni di cui alla deliberazione dell'AEEG n. 11/07.

Il decreto detta disposizioni in materia di *unbundling* contabile solo per il settore gas, ma anche per queste si tratta di disposizioni già implementate ai sensi della delibera n. 11/07.

L'Autorità ha emanato, in data 3 novembre, la deliberazione ARG/com n. 153/11 con cui definisce puntualmente la disciplina di certificazione per la certificazione delle imprese che agiscono in qualità di gestori di sistemi di trasporto del gas naturale o di trasmissione dell'energia elettrica, applicabile anche a soggetti proprietari di tratti della Rete di Trasmissione Nazionale. Nel dicembre 2011, le società Mincio Trasmissione S.r.l. e Seasm S.r.l. hanno inviato la documentazione richiesta a garanzia, tra l'altro, del rispetto degli obblighi verso Terna S.p.A., dell'indipendenza del proprietario e della riservatezza dei dati sensibili.

**Ulteriori disposizioni relative al settore del gas naturale – tutela clienti finali**

È confermata l'idoneità di tutti i clienti e l'identificazione di categorie di clienti finali "vulnerabili" (domestici, ospedali, case di cura e riposo e simili, nonché civili e non civili con consumo non superiore a 50.000 mc annui), per i quali è previsto l'obbligo di assicurare le forniture con il più alto livello di sicurezza anche in momenti critici.

Per tali clienti, inoltre, l'AEEG continuerà transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento.

Oltre al servizio di ultima istanza, è previsto per tali clienti, qualora si trovino senza fornitore e in assenza dei requisiti per l'attivazione del FUI, che il distributore garantisca il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto, per il periodo in cui non sia possibile la disalimentazione fisica, secondo modalità e condizioni definite dall'AEEG, che dovrà garantire all'impresa di distribuzione adeguata remunerazione per il servizio prestato (oltre che la copertura dei costi sostenuti). 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*. Contro tale disposizione le società di distribuzione ASPEM S.p.A. ed A2A Reti Gas S.p.A. hanno presentato ricorso al TAR, che ha concesso la sospensiva del provvedimento fino al prossimo 6 giugno.

Il Decreto, infine, prevede un periodo di massimo tre settimane per l'esecuzione delle richieste di cambio fornitore, precisando che la decorrenza dello *switch* debba coincidere con il primo giorno del mese.

**Ulteriori disposizioni relative al settore dell'energia elettrica – tutela dei clienti finali**

La norma conferma l'idoneità di tutti i clienti finali e riprende le disposizioni già adottate con Legge n. 125/07 per confermarne il quadro di riferimento (istituzione mercati di maggior tutela e salvaguardia).

Viene, inoltre, introdotto anche per la vendita di energia elettrica il termine delle tre settimane per l'attivazione delle nuove forniture a seguito di *switch* (la norma è coerente con le previsioni introdotte per il gas naturale).

**Ulteriori disposizioni relative al settore dell'energia elettrica – mercati al dettaglio**

Le disposizioni di cui all'art. 41 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 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas**

Il decreto introduce 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 contesti 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.

**Rischi operativi****Rischio di interruzioni di business**

In tutte le filiere di attività del Gruppo sono gestiti siti produttivi tecnologicamente ed operativamente complessi (centrali elettriche, impianti di smaltimento, centrali di cogenerazione, reti di distribuzione, ecc.) il cui malfunzionamento/danneggiamento accidentale potrebbe

determinarne l'indisponibilità e, conseguentemente, comportare delle perdite economiche ed eventualmente dei danni di immagine dovuti all'interruzione dei servizi erogati.

Tali rischi sono legati a diversi fattori che peraltro, 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, A2A S.p.A. 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 asset di Gruppo prevede l'adozione ed il continuo aggiornamento rispetto alle *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), di revisione periodica degli impianti e delle reti, e l'erogazione di corsi di formazione specifica per il personale tecnico anche con riferimento alle procedure operative in essere. È ampiamente diffuso il ricorso sia a strumenti di controllo e telecontrollo dei parametri tecnici in grado di consentire l'adeguato monitoraggio e la tempestiva rilevazione delle eventuali anomalie, che, ove possibile, il ricorso alla ridondanza delle componenti necessarie a garantire la continuità dei processi produttivi.

La graduale adozione dei presidi sopra elencati è prevista inoltre nei casi di acquisizione di nuovi siti produttivi per favorirne l'allineamento agli standard di Gruppo.

Nel corso del 2011, si è proseguito nel percorso di miglioramento finalizzato a mitigare ulteriormente il rischio di interruzione del servizio. 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. 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 risulta nel complesso ben presidiato.

Con riferimento alla filiera Ambiente sono in essere attività e strumenti di monitoraggio specifici 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.

Con riferimento alle reti di distribuzione sono presenti strumenti tecnici di sicurezza e *contingency plan* in caso di eventi naturali particolarmente critici (ad esempio eventi sismici o climatici).

Sono state sperimentate con successo modalità operative di modulazione dei consumi della clientela (nel teleriscaldamento), volte ad evitare eccessivi picchi di utilizzo della potenza installata, in determinate fasce orarie, con conseguenti possibili criticità per il funzionamento ottimale delle reti.

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

## Rischio ambientale

I rischi collegati al verificarsi di eventi che producono 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 una sempre maggiore attenzione da parte degli organi regolatori pubblici e di una legislazione sempre più stringente.

Il Gruppo presta costante attenzione alla prevenzione di tali rischi, in particolare ha adottato un documento di indirizzo chiamato “Politica per la Qualità, l'Ambiente e la Sicurezza del Gruppo AzA”, che si configura come lo strumento attraverso il quale viene delineato l'approccio del Gruppo alle tematiche in oggetto.

Questo documento, che gode della massima diffusione interna ed esterna, esplicita i valori che sono alla base dell'operatività aziendale e che la Direzione Ambiente, Salute e Sicurezza si impegna a diffondere e far condividere in modo da guidare l'operato quotidiano di ciascun collaboratore.

La Direzione Ambiente, Salute e Sicurezza ha inoltre lo scopo di supportare il vertice aziendale nella definizione delle politiche in materia, verificando la loro corretta realizzazione e il rispetto delle normative applicabili in tutte le realtà e nei processi interni.

L'implementazione operativa della politica adottata avviene attraverso il ricorso a un Sistema di Gestione Ambientale (*Environmental Management System* - EMAS) 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 del Gruppo. Allo scopo di giungere ad un unico modello, è oggi in atto, e in fase di completamento, un'attività che permetterà a tutte le società operative del Gruppo di riferirsi ad un unico sistema integrato di Qualità, Ambiente e Sicurezza.

Sono inoltre istituiti dei presidi organizzativi che tra le altre attività svolgono analisi ambientali

in affiancamento agli *audit* periodici, per monitorare e prevenire comportamenti non conformi alle procedure ambientali stabilite per tutte le società operative del Gruppo.

Nell'ottica di una continua evoluzione dei sistemi a presidio del rischio ambientale il Gruppo ha dato la propria adesione al Progetto ARPA Lombardia, finalizzato a migliorare l'efficienza del sistema di controllo delle emissioni più significative, anche alla luce dell'evoluzione tecnica del settore, attraverso il collegamento di tutti gli SME (Sistemi di Monitoraggio Emissioni) ad un unico centro di controllo.

A copertura del rischio ambientale residuale, il Gruppo A2A ha stipulato un'assicurazione contro i danni da inquinamento sia di tipo accidentale che graduale.

Annualmente è inoltre pubblicato il Bilancio di sostenibilità in cui sono riportate informazioni e dati salienti in merito agli aspetti ambientali per favorire la divulgazione di tali aspetti verso il pubblico. A partire dal 2010, il Bilancio di sostenibilità è certificato dalla società di revisione, che ne attesta la conformità alle “linee guida per il *reporting* di sostenibilità” emesse dal *Global Reporting Initiative*. È infine in programma un processo di ulteriore evoluzione del Bilancio di sostenibilità con l'obiettivo di rispondere ai requisiti dell'indice di sostenibilità DJSE, che rappresenta un parametro di riferimento per il raggiungimento dell'eccellenza in materia.

## Rischi *information technology*

### Infrastruttura informatica

Le attività del Gruppo A2A sono gestite attraverso complessi sistemi informativi che supportano i principali processi aziendali, con riferimento sia a quelli operativi che a quelli amministrativi e commerciali. L'inadeguatezza e l'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 dei potenziali fattori di rischio che il Gruppo mitiga attraverso appositi presidi governati dalla Direzione *Information & Communication Technology*.

Nel corso del 2011, il Gruppo ha proseguito nel percorso di integrazione e consolidamento dei sistemi informativi definito sulla base dei cambiamenti degli assetti societari occorsi negli esercizi precedenti. A rafforzamento del percorso di integrazione è stato definito un programma di aggiornamento dei principali sistemi informativi a supporto delle attività amministrative e commerciali volto ad aumentare ulteriormente il grado di affidabilità ed integrazione degli stessi.

Al fine di mitigare i potenziali rischi di interruzioni delle attività di *business* sui processi ritenuti strategici, A2A S.p.A. 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 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.

Data la rilevanza delle attività svolte quotidianamente sulla Borsa Elettrica, particolare attenzione è prestata al presidio dei sistemi di interfacciamento con il Mercato. Tali sistemi sono infatti ridondati e sottoposti a specifiche procedure di gestione e manutenzione volte a proteggerne la stabilità.

Al fine di rendere i software dedicati alle attività di *Energy Trading* e *Risk Management* maggiormente adeguati a supportare un progressivo aumento della complessità operativa e dei volumi trattati è stato avviato un progetto di integrazione ed evoluzione dell'attuale piattaforma applicativa ETRM.

La riservatezza e sicurezza delle informazioni è 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. In particolare, è stata avviata un'attività volta a verificare l'allineamento tra il modello dei ruoli organizzativi ed 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 infine istituito un *team* dedicato alla prevenzione e al monitoraggio degli attacchi informatici ai sistemi informativi aziendali e sono state acquisite specifiche soluzioni applicative per la gestione ed il controllo della sicurezza informatica.

## Rischi *human resources*

### 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.

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 di ditte appaltatrici, sia in fase di pre-qualifica che in fase di esecuzione dei lavori sui cantieri, è 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 l’attività di aggiornamento formativo del personale.

E’ inoltre 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 in programma un progetto di affinamento del Sistema di diffusione dell’informazione su incidenti e infortuni. È in particolare prevista la predisposizione di una reportistica periodica che attraverso indicatori specifici ed informazioni sempre più dettagliate fornisca un supporto nell’individuazione delle cause e delle azioni correttive e di mitigazione.