



Indice

3	Organi sociali
	0.1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
6	<i>Business Units</i>
7	Aree geografiche di attività
8	Struttura del Gruppo
9	Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2015
12	Azionariato
13	A2A S.p.A. in Borsa
	0.2 Scenario e mercato
18	Quadro macroeconomico
22	Andamento del mercato energetico
	0.3 Evoluzione normativa
28	<i>Business Unit Generazione e Trading</i>
38	<i>Business Unit Commerciale</i>
40	<i>Business Unit Ambiente</i>
47	<i>Business Unit Calore e Servizi</i>
49	<i>Business Unit Reti</i>
57	<i>Business Unit EPCG</i>
	0.4 Risultati consolidati e andamento della gestione
62	Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria
71	Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio
88	Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2015
93	Evoluzione prevedibile della gestione
94	Proposta di copertura della perdita dell'esercizio al 31 dicembre 2015 e distribuzione del dividendo

0.5 Analisi dei principali settori di attività

98	Sintesi dei risultati per settore di attività
100	Risultati per settore di attività
103	<i>Business Unit</i> Generazione e <i>Trading</i>
107	<i>Business Unit</i> Commerciale
109	<i>Business Unit</i> Ambiente
111	<i>Business Unit</i> Calore e Servizi
113	<i>Business Unit</i> Reti
115	<i>Business Unit</i> EPCG
118	Altri Servizi e <i>Corporate</i>

0.6 Rischi e incertezze

122	Rischi e incertezze
-----	---------------------

0.7 Gestione responsabile per la sostenibilità

140	Risorse umane e relazioni industriali
149	Responsabilità sociale e relazioni con gli <i>stakeholder</i>
153	Responsabilità ambientale
154	Innovazione, sviluppo e ricerca

0.8 Altre informazioni

164	Altre informazioni
-----	--------------------

Organi sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

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

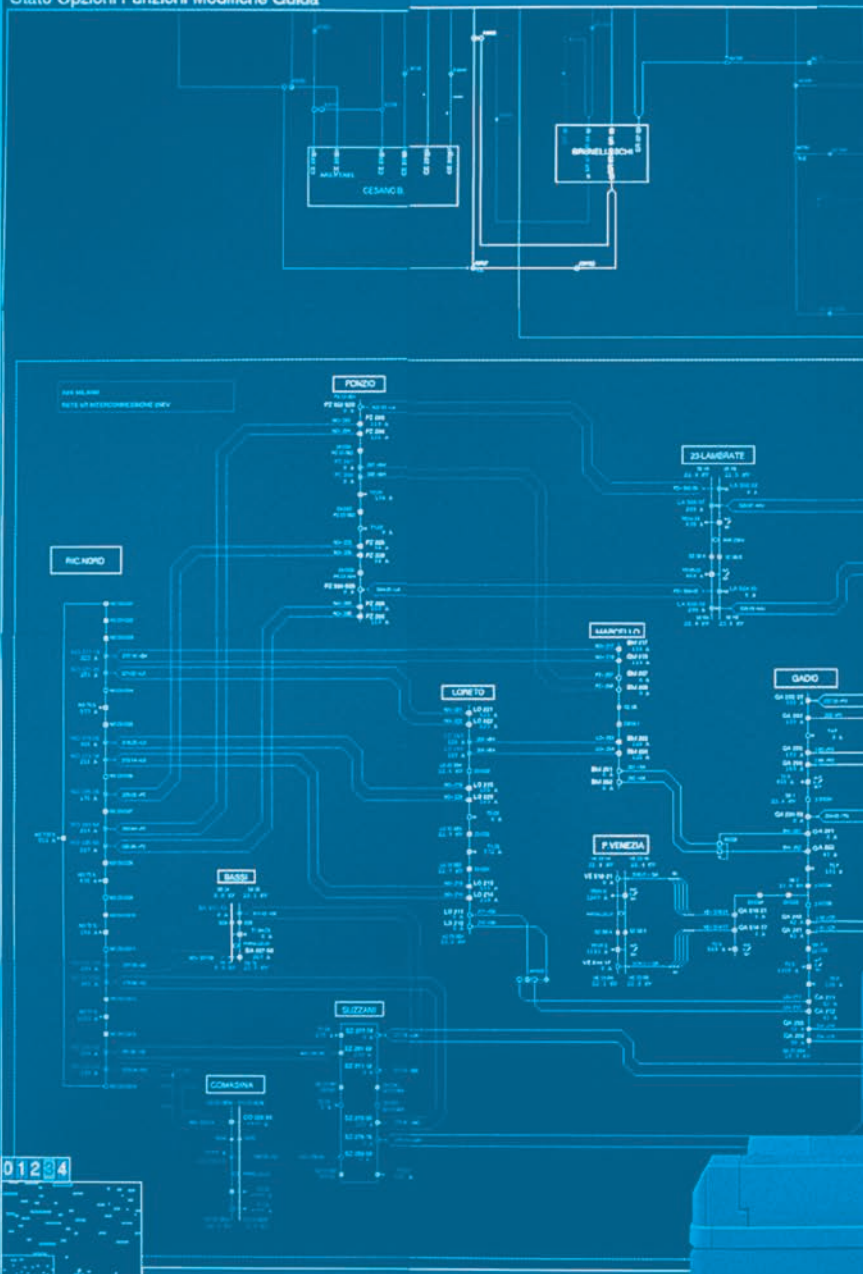
COLLEGIO SINDACALE

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

SOCIETÀ DI REVISIONE

PRICEWATERHOUSECOOPERS S.P.A.

Stato Opzioni Funzioni Modifiche Guida





0.1

Dati di sintesi
del Gruppo A2A

Business Units

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

Business Units del Gruppo A2A

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

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

Aree geografiche di attività



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

Struttura del Gruppo

A2A S.p.A.

79,50%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	41,75%	100,00%
Edipower	AzA Trading	AzA Energia	AzA Ambiente	AzA Calore & Servizi	AzA Reti Elettriche	AzA Reti Gas	EPCG	Selene
100,00%	70,00%	100,00%	100,00%	60,00%	100,00%	100,00%		23,94%
Abruzzoenergia	AzA Alfa	Aspem Energia	Amsa	Proaris	AzA Ciclo Idrico	AzA Servizi alla distribuzione		ACSM-AGAM
50,00%	50,00%	33,33%	100,00%		100,00%	91,60%		
Ergosud	Premiumgas	Lumenergia	Aprica		AzA Logistica	Retragas		
39,49%		50,00%			90,00%	74,50%		
Rudnik Uglja ad Pljevlja		Metamer			Aspem	Camuna Energia		
						49,15%		
						ASVT (*)		

Business Units

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

(1) Di cui lo 0,38% detenuta tramite AzA Reti Gas S.p.A..
Nel presente prospetto sono evidenziate le partecipazioni di maggior rilievo del Gruppo A2A.
Si rinvia agli allegati 3, 4 e 5 per il dettaglio completo delle partecipazioni.

Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2015 (**)

Ricavi _____	4.921 milioni di euro
Margine operativo lordo _____	1.048 milioni di euro
Risultato d'esercizio _____	73 milioni di euro

Dati economici <i>Milioni di euro</i>	01 01 2015 31 12 2015	01 01 2014 31 12 2014
Ricavi	4.921	4.984
Costi operativi	(3.244)	(3.311)
Costi per il personale	(629)	(649)
Margine operativo lordo	1.048	1.024
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(833)	(662)
Risultato operativo netto	215	362
Risultato da transazioni non ricorrenti	(1)	9
Gestione finanziaria	(138)	(210)
Risultato al lordo delle imposte	76	161
Oneri per imposte sui redditi	(133)	(179)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-
Risultato di pertinenza di terzi	130	(19)
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo	73	(37)
Margine operativo lordo/Ricavi	21,3%	20,5%

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

Dati patrimoniali

Milioni di euro

	31 12 2015	31 12 2014
Capitale investito netto	6.156	6.542
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.259	3.179
Posizione finanziaria netta consolidata	(2.897)	(3.363)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,89	1,06
Posizione finanziaria netta consolidata / Market Cap medio	0,85	1,27

Dati finanziari

Milioni di euro

	01 01 2015 31 12 2015	01 01 2014 31 12 2014
Flussi finanziari netti da attività operativa	896	940
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(336)	(303)
Free cash flow	560	637

Dividendo _____	0,041 euro per azione
Capitalizzazione media in borsa del 2015 _____	3.405 milioni di euro
Capitalizzazione al 31 dicembre 2015 _____	3.929 milioni di euro

Dati societari di A2A S.p.A.

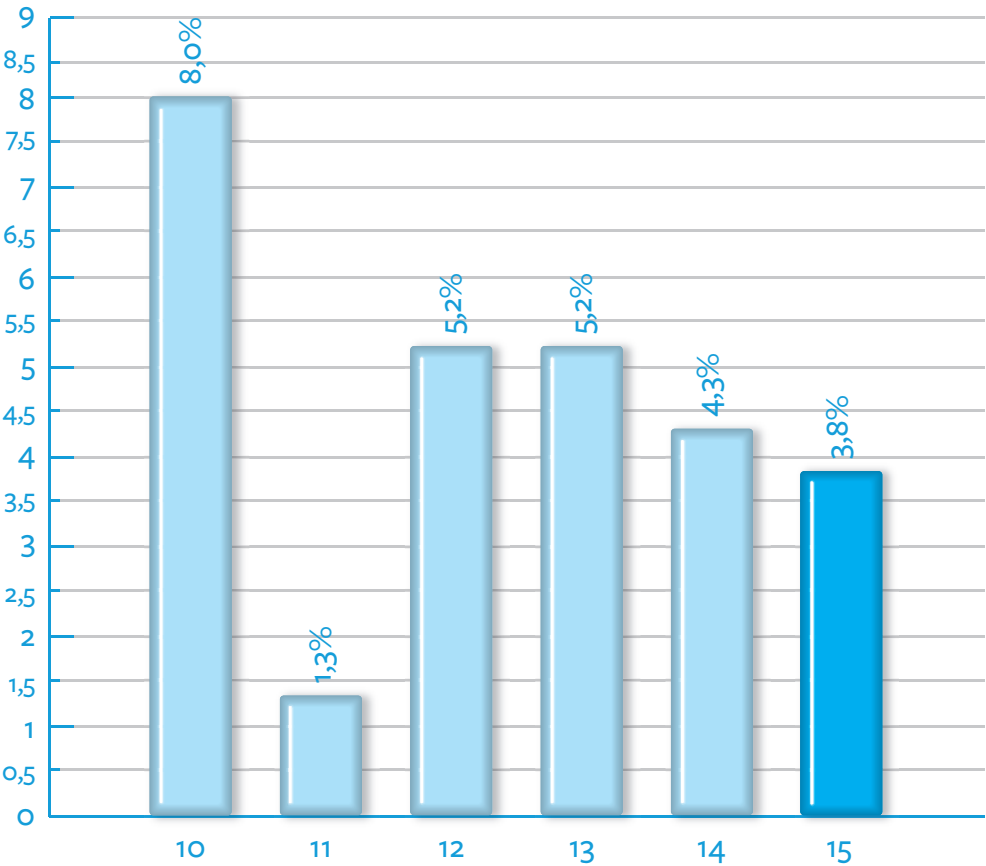
	31 12 2015	31 12 2014
Capitale Sociale (euro)	1.629.110.744	1.629.110.744
Numero azioni ordinarie (valore nominale 0,52 euro)	3.132.905.277	3.132.905.277
Numero azioni proprie (valore nominale 0,52 euro)	26.917.609	26.917.609

Indicatori significativi

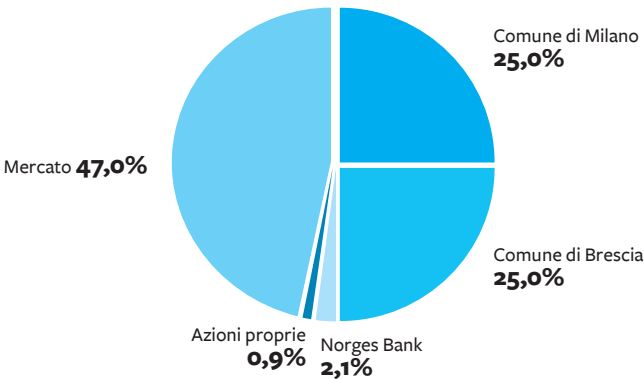
	31 12 2015	31 12 2014
Media Euribor a sei mesi	0,053%	0,308%
Prezzo medio del greggio Brent (USD/bbl)	53,70	99,51
Cambio medio Euro/USD (*)	1,11	1,33
Prezzo medio del greggio Brent (Euro/bbl)	48,40	74,59
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	50,90	56,65

(*) Fonte Ufficio Italiano Cambi.

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



Azionariato (*)



(*) Fonte CONSOB per le quote superiori al 2% (aggiornamento al 31 dicembre 2015).

A2A S.p.A. in Borsa

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

Capitalizzazione al 31 dicembre 2015 (milioni di euro)	3.929
Capitalizzazione media del 2015 (milioni di euro)	3.405
Volumi medi del 2015 (azioni)	17.204.368
Prezzo medio del 2015 (*)	1,087
Prezzo massimo del 2015 (*)	1,352
Prezzo minimo del 2015 (*)	0,792
Numero di azioni	3.132.905.277

(*) euro per azione
Fonte: Bloomberg

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

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

Rating

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

Fonti: agenzie di rating.

Principali indici in cui è presente il titolo A2A

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

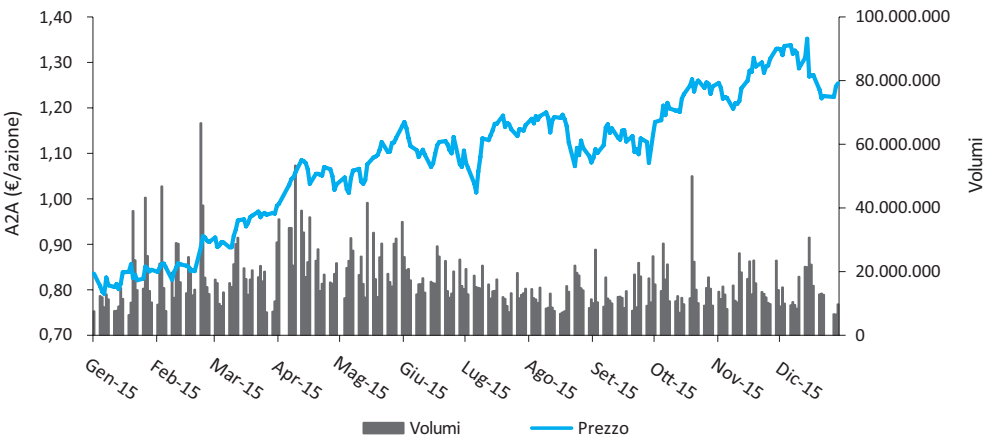
Indici etici

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

Fonte: Bloomberg

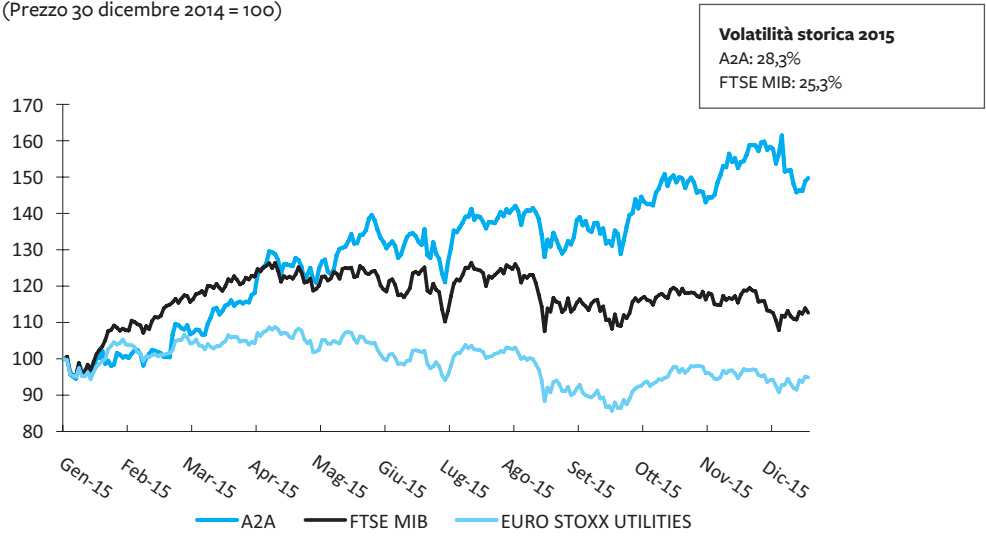
A2A è inoltre inclusa nell’*Ethibel Excellence Investment Register* e nell’*Ethibel Pioneer Investment Register*.

A2A nel 2015



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 30 dicembre 2014 = 100)



Fonte: Bloomberg





0.2

—
Scenario
e mercato
—

Quadro macroeconomico

Consuntivo anno 2015

Il 2015 è stato un anno nel quale l'economia globale ha scontato gli effetti di diversi fattori di instabilità. La crescita economica a livello mondiale registra una battuta d'arresto attestandosi a +3,1% contro un +3,3% del 2014, secondo le ultime stime del Fondo Monetario Internazionale (FMI). Tale ribasso è ascrivibile alla frenata della crescita in Cina e nelle economie emergenti quali Brasile e Russia, al calo del prezzo del petrolio ed alla stretta monetaria avviata dalla Federal Reserve (FED) a fine anno.

I dati sul PIL cinese nel quarto trimestre 2015 certificano la discesa del ritmo di espansione dell'economia di Pechino sotto la soglia del 7%. Nell'intero 2015 l'espansione è stata del 6,9% che per la Cina corrisponde a un record negativo: si tratta del risultato peggiore da ben 25 anni, al minimo dal 1990. Il rallentamento dell'economia è legato soprattutto alle attività manifatturiere. La produzione dell'acciaio è scesa del 2,3% nel 2015, quella di energia elettrica dello 0,2% così come quella del carbone. Il calo della produzione di acciaio riflette il rallentamento in settori come la meccanica, l'edilizia e la cantieristica navale. Gli Stati Uniti hanno ripreso ad essere la "locomotiva" principale dell'economia dei paesi industrializzati con una crescita del 2,6% nel 2015 ed una attesa del 2,8% per il 2016. Gli Stati Uniti si sono lasciati definitivamente alle spalle la crisi del 2008-2009 riuscendo anche a contenere la disoccupazione.

Nell'anno 2015 il PIL dell'Eurozona si attesta all'1,5% grazie all'incremento dei consumi privati sostenuti dalla caduta del prezzo del petrolio e dall'aumento dei redditi da lavoro dipendente. Da segnalare la crescita dell'economia tedesca nel 2015 con il PIL in rialzo dell'1,7% rispetto al 2014, registrando così il sesto aumento consecutivo (fonte: FMI).

Relativamente all'Italia, l'Istat conferma le stime di ottobre con una crescita del PIL a +0,8% nel 2015 caratterizzata dal recupero della domanda interna. Rimangono invece deboli gli investimenti delle aziende. Segnali di lento miglioramento arrivano anche dal mercato del lavoro con l'occupazione in crescita dello 0,9% nel 2015.

L'inflazione mondiale è rimasta sostanzialmente inalterata su bassi livelli nelle principali economie avanzate. Al di fuori dell'OCSE perdurano generali pressioni deflazionistiche in Cina ed India, mentre l'indice dei prezzi al consumo si mantiene elevato in Russia e in Brasile.

L'inflazione resta debole nell'Area Euro con l'indice dei prezzi al consumo di dicembre che si attesta a +0,2%, lontanissimo dall'obiettivo europeo del 2%. A lasciare il segno è stato, soprattutto nella seconda parte dell'anno, il crollo dei prezzi del petrolio e quindi della componente energetica, che la politica monetaria della BCE è riuscita solo parzialmente a contrastare.

Relativamente all'Italia l'inflazione rallenta per il terzo anno consecutivo, portandosi a +0,1% nel 2015 da +0,2% del 2014 (fonte: Istat).

Con riferimento ai tassi di interesse si segnala che il rialzo, deciso nella riunione del 15 e 16 dicembre della Federal Reserve (FED), ha avuto effetti complessivamente contenuti sui rendimenti a lungo termine. Nella riunione di dicembre 2015, il Consiglio Direttivo della BCE ha deciso di non intervenire e ha così mantenuto il tasso di riferimento allo 0,05%, il tasso sui depositi a uno 0,3% mentre quello sulle operazioni di rifinanziamento marginale è stato confermato allo 0,3%.

L'accentuazione della politica monetaria espansiva della BCE e l'avvio del rialzo dei tassi negli Stati Uniti si sono riflessi in maniera contenuta sul cambio EUR/USD, che dalla metà di ottobre si è deprezzato di circa il 4% nei confronti del dollaro. Il tasso di cambio medio EUR/USD si è attestato a 1,11 dollari nell'anno 2015, in contrazione del 16% rispetto al 2014.

Le prospettive

Le prospettive di crescita dell'economia mondiale si sono indebolite e la ripresa sarà più graduale, in particolare nei mercati emergenti e nei Paesi in via di sviluppo, di quanto previsto in precedenza.

Secondo il Fondo Monetario Internazionale (FMI) le attuali previsioni di crescita globale sono soggette a rischi di ribasso collegati agli aggiustamenti in atto: un generalizzato rallentamento delle economie emergenti, il riequilibrio della Cina, il calo dei prezzi delle materie prime e la graduale uscita da condizioni monetarie straordinariamente accomodanti negli Stati Uniti (la politica monetaria della FED). Se queste sfide non fossero gestite con successo la crescita globale potrebbe “deragliare”.

Per quanto riguarda le stime il FMI prevede che l'economia mondiale crescerà rispettivamente del 3,4% nel 2016 e del 3,6% l'anno successivo, le economie avanzate viaggeranno invece ad un ritmo del 2,1% sia nel 2016 che nel 2017. Per quanto concerne gli Stati Uniti è previsto un +2,6% in entrambi gli anni condizionato dal rafforzamento del dollaro. Confermate le stime di crescita per la Cina: +6,3% nel 2016 e +6,0% nel 2017. Per quanto riguarda le economie emergenti, il prodotto interno lordo della Russia si contrarrà quest'anno più del previsto (calo dell'1,0%), per tornare a crescere nel 2017. Il FMI ha drasticamente rivisto al ribasso le già pessime previsioni economiche sul Brasile: per quest'anno si attende una recessione pari al 3,5% del PIL.

dopo il pesantissimo -3,8% già accusato nel 2015. Per il 2017 invece, l'istituzione prevede una stagnazione, con una variazione nulla del PIL. Confermate ed in controtendenza invece le stime per l'India, con una crescita prevista al +7,5% sia nel 2016 che nel 2017.

Con riferimento all'Eurozona, il FMI ha elaborato una previsione di crescita nel 2016 pari all'1,7%, così come per il 2017. Andando nel dettaglio delle maggiori economie europee, la Germania dovrebbe crescere dell'1,7% sia nel 2016 che nel 2017, mentre la Francia dovrebbe registrare un +1,3% e +1,5% rispettivamente. Continua la ripresa della Spagna: dopo il +3,2% del 2015, il PIL segnerà un +2,7% nel 2016 ed un +2,3% nel 2017.

Confermati i dati sull'Italia, per la quale il FMI prevede un incremento del PIL pari all'1,3% nel 2016 ed all'1,2% nel 2017. Numeri più contenuti rispetto alle stime fatte dal Governo che, nella nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza (DEF), ha previsto una crescita dell'1,6% per quest'anno. Secondo il FMI, il motore della crescita è rappresentato dalla domanda interna più forte rispetto agli anni precedenti, ma permane grande incertezza relativamente agli investimenti, che in Italia ed in Europa potrebbero essere rinviati nel caso in cui aumentassero i timori per il possibile scoppio di una "bolla edilizia" in Cina e le quotazioni del greggio dovessero continuare a scendere.

La persistente debolezza dei prezzi dell'energia e delle *commodity* pone importanti rischi al ribasso sulla previsione di inflazione nelle principali economie avanzate per gli anni 2016-2017. Relativamente ai paesi emergenti, in Cina ed India continueranno le pressioni deflazionistiche mentre in Brasile e in Russia si registreranno elevati tassi di inflazione per effetto della svalutazione delle rispettive monete locali.

Per quanto concerne l'Area Euro, gli esperti della BCE hanno rivisto al ribasso le stime sull'inflazione sia per quest'anno che per l'anno prossimo. Per il 2016 la stima sull'inflazione è tagliata allo 0,7% dall'1% precedente e per il 2017 è limata all'1,4% dall'1,5%. Nel 2018 il tasso si dovrebbe poi attestare all'1,6%.

Relativamente all'Italia la BCE prevede una crescita dei prezzi al consumo dell'1,0% nel 2016 grazie ad un graduale ripresa dei consumi delle famiglie e delle imprese.

Secondo la Banca d'Italia, la disoccupazione italiana si attesterà all'11,1% quest'anno e al 10,7% nel 2016 per effetto delle migliori prospettive di domanda e, in parte, delle misure di riduzione del costo del lavoro introdotte dal governo.

Il tasso di cambio EUR/USD mantiene un *trend* ribassista attestandosi, nei primi 20 giorni di gennaio 2016, ad un valore medio di 1,09 dollari, dopo che lo scorso dicembre la Federal Reserve (FED) ha avviato il rialzo dei tassi dopo anni di denaro a costo zero. Nel programma varato dalla FED a dicembre, si parla di quattro rialzi di un quarto di punto nel 2016. Nella riunione di fine gennaio la Federal Reserve ha mantenuto i tassi fermi, procrastinando la discussione su

come e quanto alzarli all'incontro di marzo. Al momento la previsione è di un tasso di cambio EUR/USD all'1,09-1,10 per il biennio 2016-2017.

La Banca Centrale Europea (BCE), nella riunione del 21 gennaio 2016 ha deciso di mantenere i tassi invariati allo 0,05%, confermando l'intenzione di lasciarli tali per un lungo periodo di tempo a supporto di un rialzo dei listini europei. I tassi sui depositi bancari rimangono negativi al -0,3% ed i tassi marginali allo 0,3%. L'obiettivo dell'azione della BCE è quello di portare l'inflazione vicino al 2% e per questo ha fissato una riunione a marzo per il possibile varo di nuovi stimoli monetari e per la revisione del programma di acquisti di titoli (*Quantitative Easing*) lanciato lo scorso anno; una revisione dai contorni ancora indefiniti.

Andamento del mercato energetico

Nell'anno 2015 le quotazioni delle *commodity* energetiche hanno risentito fortemente delle incertezze del quadro macroeconomico mondiale e della debolezza dei fondamentali di domanda ed offerta dei mercati di riferimento.

Il prezzo medio del *Brent* nell'anno 2015 si è attestato a 53,7 \$/bbl, registrando una riduzione di circa il 46% rispetto a quanto consuntivato lo scorso anno (99,5 \$/bbl). L'andamento al ribasso ha visto una progressiva accelerazione dall'inizio dell'estate con un picco nel mese di dicembre quando il *Brent* ha raggiunto il livello più basso da giugno 2004 con un valore medio pari a 38,9 \$/bbl. Il prezzo del greggio ha proseguito nella discesa anche nei primi giorni del 2016, scendendo al di sotto dei 30 \$/bbl per poi risalire sensibilmente.

L'agenzia statunitense Energy Information Administration (EIA) prevede che il *Brent* sarà in media sui 40 \$/bbl durante il 2016 e sui 50 nel 2017. A tenere bassi i prezzi è un'offerta che anche nel 2016 continuerà a sorpassare la domanda, facendo così crescere le scorte. Nel 2015 sono stati soprattutto gli Stati Uniti la fonte principale dell'incremento della produzione. Nel 2016 e nel 2017, invece, la crescita sarà ascrivibile ai Paesi OPEC, soprattutto grazie alla ripresa delle esportazioni dell'Iran. La potenza mediorientale infatti, con la sospensione delle sanzioni, dovrebbe riprendere a pieno regime le estrazioni di greggio. Nel 2016 la produzione dei Paesi non-OPEC, secondo la EIA, calerà di 0,6 mb/g, ovvero la prima riduzione dal 2008. Circa i due terzi di questa diminuzione sarà imputabile agli Stati Uniti e sarà soprattutto la produzione di *tight oil* a crollare, il petrolio non convenzionale; questa tipologia di greggio per essere economicamente sostenibile richiederebbe prezzi del barile più alti di quelli attuali e di quelli previsti nel breve periodo ed è inoltre caratterizzata da tassi di declino molto elevati. La EIA si aspetta che il consumo di petrolio e dei combustibili liquidi cresca di 1,4 mb/g sia nel 2016 che nel 2017.

Sul mercato europeo del carbone non si è registrata alcuna ripresa nel corso del 2015. Le quotazioni si mantengono, con l'eccezione di febbraio e marzo, su valori sensibilmente inferiori ai 60 \$/tonn con un *trend* lievemente decrescente che, nel mese di dicembre, raggiunge il minimo storico degli ultimi undici anni pari a 47,9 \$/tonn. Il prezzo medio del carbone con *delivery* nei porti di Amsterdam-Rotterdam-Anversa (Coal CIF ARA) è stato pari a 56,5 \$/tonn nel 2015, in calo del 25% circa rispetto all'anno 2014.

Energia Elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale, il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nell'anno 2015 è stato pari a 315.234 GWh (fonte: Terna), in aumento dell'1,5% rispetto al 2014 (310.535 GWh). In termini decalendarizzati la variazione risulta pari a +1,3%.

La produzione netta di energia elettrica si attesta nel 2015 a 270.703 GWh, in aumento dello 0,6% rispetto all'anno 2014. La normalizzazione dell'idraulicità ha determinato una forte contrazione della produzione da fonte idroelettrica, che si attesta a 44.751 GWh, registrando una diminuzione del 24,9% rispetto al 2014. Di tale diminuzione ha beneficiato la produzione di energia termoelettrica, che risulta in aumento dell'8,3% rispetto al 2014 attestandosi a 180.871 GWh. In aumento anche le produzioni da fonte fotovoltaica e geotermoelettrica, rispettivamente del +13,0% e +4,5%. In sensibile calo la produzione eolica, che registra una diminuzione del 3,3% rispetto al 2014. Le ore medie di funzionamento stimate a livello nazionale per tutte le tecnologie termoelettriche per l'anno 2015 sono risultate in aumento dell'8% rispetto all'anno precedente. La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'85% della richiesta di energia elettrica, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la parte restante.

Sul fronte dei prezzi il PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load*, nell'anno 2015, registra un lieve aumento (+0,5%) rispetto all'anno precedente attestandosi a 52,3 €/MWh contro i 52,1 €/MWh del 2014. Il prezzo nelle ore di alto carico diminuisce dello 0,3% rispetto all'anno precedente (PUN *Peak Load* a 58,7 €/MWh vs 58,9 €/MWh), mentre il prezzo nelle ore a basso carico registra un aumento dell'1,0% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (PUN *Off-Peak* a 48,73 €/MWh vs 48,26 €/MWh).

Il rapporto prezzo picco/*baseload* resta allineato ai livelli del 2014 con un differenziale 2015 di circa 6,4 €/MWh.

Gas Naturale

Nell'anno 2015 la domanda di gas naturale è aumentata del 9,0% rispetto al 2014, attestandosi a 66.944 Mmc (fonte: Snam Rete Gas). Il fattore climatico si conferma il *driver* principale: nei mesi estivi si sono registrati consistenti incrementi di domanda imputabili principalmente alla produzione di energia da fonte termoelettrica, mentre nell'ultimo trimestre dell'anno l'incremento è dovuto a temperature decisamente più basse rispetto all'anno precedente.

Nel 2015 a sostenere la crescita sono stati il segmento residenziale e commerciale, che ha evidenziato un incremento del 9,8% rispetto al 2014, nonché il settore termoelettrico che, con un aumento del 15,3%, si è attestato a 20.495 Mmc. Al contrario, il settore industriale continua

a mostrare segni di debolezza risultando l'unico segmento che, nell'anno 2015, ha fatto registrare un segno negativo (-2.8%) rispetto al 2014.

L'*import* ha rappresentato circa il 90,4% del fabbisogno al netto dell'andamento dello stoccaggio, mentre la produzione nazionale ha coperto la restante parte attestandosi a 6.446 Mmc (-6,4% rispetto al 2014), con valori in calo ai minimi storici. I maggiori volumi importati arrivano principalmente dal Nord Europa con un significativo aumento del contributo del gas in arrivo a Passo Gries.

Il prezzo del gas al PSV (mercato *spot* di riferimento del gas in Italia) nell'anno 2015 è stato pari a 22,0 €/MWh, in diminuzione del 4,8% rispetto all'anno 2014, mentre il prezzo del gas al TTF (mercato *spot* di riferimento del gas in nord Europa) è stato pari a 19,8 €/MWh, in diminuzione del 5,1% rispetto all'anno precedente. La simile entità delle flessioni ha determinato un differenziale PSV-TTF 2015 pari a 2,21 €/MWh, in linea rispetto al differenziale 2014, pari a 2,27 €/MWh.





0.3

—
Evoluzione
normativa
—

Business Unit

Generazione e Trading

Recente evoluzione normativa nel settore dell'energia elettrica

Produzione

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

Incentivazione della produzione da rinnovabili

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

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

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

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

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

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

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

In attuazione delle previsioni di cui alla Direttiva Europea n. 2009/28/EC, con Decreto Legislativo n. 28/2011, sono stati normati i criteri per la definizione dei regimi incentivanti volti al conseguimento degli obiettivi di produzione da rinnovabili al 2020, poi attuati con il Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012. Le disposizioni definite nel decreto trovano applicazione nei confronti degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili diversi dagli impianti fotovoltaici, aventi potenza non inferiore a 1 kW, ai quali vengono riconosciute tariffe incentivanti cui accedono direttamente per potenze al di sotto dei valori di soglia definiti dalla norma, o in esito a procedure d'asta per potenze superiori. Il decreto prevede inoltre, relativamente agli impianti che producono energia elettrica da fonte rinnovabile entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 che abbiano maturato il diritto a fruire dei Certificati Verdi, il riconoscimento di un incentivo sulla produzione netta per il residuo periodo di diritto successivo al 2015. Pertanto, a partire dall'anno 2016, gli incentivi spettanti alla produzione di energia elettrica degli impianti, in continuità con le tempistiche previste per il ritiro dei Certificati Verdi, verranno erogati dal GSE sulla base della sottoscrizione di un'apposita convenzione.

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

L'evoluzione della normativa nazionale degli ultimi anni comporta di fatto una prosecuzione dell'esercizio, da parte degli attuali titolari, delle concessioni in essere anche qualora formalmente giunte a scadenza, incluse talune di AzA S.p.A., avendo peraltro introdotto norme per consentire lo svolgimento delle gare. In particolare l'art. 37, comma 4, della Legge 134/2012, di conversione del D.L. "Sviluppo" 83/2012, ha confermato il termine dei 5 anni prima della scadenza della concessione come riferimento temporale entro il quale indire la gara per la

riassegnazione e ha previsto per le nuove concessioni una durata di 20 anni, estendibile fino a 30 in relazione all'entità degli investimenti connessi secondo i criteri stabiliti da un Decreto Ministeriale attuativo, non ancora emanato. Inoltre, è stato previsto un regime transitorio speciale (acceleratorio) per l'indizione delle gare relative alle concessioni già scadute o in scadenza entro il 31 dicembre 2017 (per le quali era impossibile il rispetto del periodo di 5 anni per l'indizione delle gare). Tali gare avrebbero dovuto essere indette entro due anni dalla data di entrata in vigore del predetto Decreto Ministeriale attuativo. La nuova concessione dovrebbe decorrere dal termine del quinto anno successivo alla scadenza originaria e comunque non oltre il 31 dicembre 2017. La mancata emanazione, ad oggi, del D.M. Gare e la prevedibile incomprimibilità della durata di queste, configura come inevitabile un'estensione de facto della gestione da parte degli attuali concessionari, anche per queste derivazioni già scadute, oltre il termine di fine 2017, e ciò in base alla previsione del comma 8 bis dell'art. 12 del D.Lgs. 79/1999, secondo il quale sino al subentro del nuovo aggiudicatario l'esercizio della concessione è - automaticamente - proseguito dal titolare a condizioni invariate, e senza necessità di ulteriori provvedimenti amministrativi.

Per quanto concerne il passaggio della concessione dal gestore uscente all'entrante, il legislatore (art. 37 cit., commi 5 e 6) ha optato per la cessione dell'unitario ramo d'azienda strumentale all'esercizio della concessione, a fronte di un corrispettivo e di un importo (rispettivamente per le cd. opere asciutte e per le cd. opere bagnate) predeterminati e concordati tra il concessionario uscente e l'amministrazione concedente, resi noti nel bando di gara. Il compito di definire i parametri tecnico-economici per la determinazione del corrispettivo e dell'importo è affidato al D.M. Gare, previo parere dell'AEEGSI. In caso di mancato accordo tra il concessionario uscente e l'Amministrazione concedente circa l'entità del corrispettivo e dell'importo, è previsto il ricorso ad un arbitrato.

Nel settembre 2013 la Commissione Europea ha inviato al Governo una comunicazione di costituzione in mora dell'Italia che afferma la contrarietà a principi e norme del diritto comunitario (libertà di stabilimento; art. 12 della Direttiva "Bolkestein" 2006/123/CE) di alcune delle previsioni appena ricordate (in particolare, tempistiche di gara e modalità di trasferimento del ramo d'azienda) recentemente introdotte dal legislatore italiano, oltre che di alcune norme della legislazione delle Province Autonome di Trento e Bolzano. Nonostante la valutazione di pro-competitività resa dalla Corte Costituzionale (Sent. 28/2014) sulle norme introdotte dall'art. 37 (definite come previsioni che *"mirano ad agevolare l'accesso degli operatori economici al mercato dell'energia secondo condizioni uniformi sul territorio nazionale, regolando le relative procedure di evidenza pubblica con riguardo alla tempistica delle gare e al contenuto dei relativi bandi"*), il Governo italiano ha recentemente ritenuto di prospettare alla Commissione Europea una futura modifica di tali norme, nell'ambito di un complessivo riassetto normativo del settore.

A livello di normativa regionale, la Regione Lombardia, prima con la Legge n. 19/2010 e poi con la Legge n. 35/2014 ha modificato la Legge Regionale n. 26/2003, inserendo l'articolo 53-bis che disciplina la cd. prosecuzione temporanea dell'esercizio per le concessioni scadute, contemplando la possibilità per la Regione di imporre, con successive delibere – non assunte sino ad oggi – un canone aggiuntivo da corrispondere a partire dal 1° gennaio 2011. Queste norme in data 20 febbraio 2015 sono state impugnate dal Governo innanzi alla Corte Costituzionale, sicché si attende su esse il verdetto della Consulta. Allo scopo di superare il fondamento di questo ricorso governativo, la Regione con L.R. 22/2015 ha abrogato la previsione del cd. canone aggiuntivo, sostituendolo però con la possibilità di imporre ai concessionari non meglio precisate misure compensative. In data 5 ottobre 2015 il Governo ha quindi deliberato di proporre ricorso alla Corte Costituzionale anche avverso queste ultime norme regionali, ribadendo che la materia delle prestazioni patrimoniali imposte ai concessionari attiene alla concorrenza ed è quindi di competenza esclusiva statale, e inoltre il rilievo che l'esercizio delle concessioni scadute compete ai concessionari uscenti, a condizioni invariate, in forza del citato comma 8-bis dell'art. 12 del D.Lgs. 79/1999, senza che sia legittimo configurare alcun potere discrezionale della Regione in proposito.

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

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

Nonostante i due ricorsi del Governo contro le precedenti leggi ad hoc, la Lombardia ha prorogato l'assegnazione di due concessioni idroelettriche scadute a Edison e A2A. Nello specifico la giunta ha deliberato "la prosecuzione temporanea dell'esercizio" degli impianti Belviso Superiore e Cancano-Premadio I, i cui concessionari sono, rispettivamente, Edison e A2A. La concessione di Edison è infatti scaduta il 29 giugno 2014 mentre quella di A2A il 28 luglio 2013. Entrambe le prosecuzioni temporanee – che come specifica la delibera "non comportano proroga della concessione" – sono fissate per il termine del 31 dicembre 2017, salvo precedente (e del tutto improbabile) conclusione della procedura di assegnazione pubblica.

Remunerazione impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

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

Dal 1° gennaio 2015 e fino alla data di entrata in operatività dell'elettrodotto (prevista per il primo semestre 2016), le modalità di offerta e remunerazione di tali unità sono state pertanto definite dall'AEEGSI rispettivamente con le Deliberazioni nn. 521 (di definizione del cd. regime 91/14) e 500/2014/R/eel.

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

A seguito della presentazione da parte di Edipower S.p.A. dell'istanza per il riconoscimento del corrispettivo di reintegro dei costi per l'anno 2014 per gli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV, con Deliberazione 612/2015/R/eel l'AEEGSI ha disposto l'erogazione di un ulteriore acconto per il 2014 pari a 53 milioni di euro.

In data 30 dicembre 2014 la società Terna S.p.A. ha pubblicato l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico valido per l'anno 2015, confermando l'inclusione degli impianti di San Filippo del Mela 150 e 220 kV tra le unità essenziali al funzionamento del mercato elettrico. Con Deliberazione 453/2015/R/eel l'Autorità ha poi di fatto rinnovato il regime di essenzialità per tutti gli impianti siciliani oltre i 50 MW (esclusi i FER), come previsto dal D.L. 91/2014, aggiornando contestualmente il corrispettivo di reintegrazione dei costi di generazione.

Con Deliberazione 663/2015/R/eel l'Autorità ha infine riconosciuto l'essenzialità del gruppo SFM 150 kV anche per tutto il 2016, e del gruppo SFM 220 kV fino all'entrata in esercizio del potenziamento del cavo cd. Sorgente-Rizziconi.

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Il meccanismo attualmente vigente in Italia per la remunerazione della capacità produttiva è il cd. *Capacity Payment* che fu introdotto dal D.Lgs. n. 379 del 2003 come sistema transitorio e regolato dall'Autorità nel 2004. Si tratta di un meccanismo di tipo amministrato il cui scopo è garantire l'adeguatezza del sistema elettrico a fronte della domanda complessiva nazionale soprattutto nei giorni, definiti critici, in cui la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi.

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

Il citato D.Lgs. n. 379 del 2003 stabilisce che la remunerazione della capacità a regime debba essere basata su un meccanismo di mercato disciplinato dalla Delibera ARG/elt 98/11: un sistema ad asta in cui gli operatori vincitori acquisiscono il diritto a ricevere un premio (in €/MW/anno) e l'obbligo di offrire tutta la capacità aggiudicata sui mercati dell'energia e dei servizi e a restituire alla controparte (Terna) la differenza tra i prezzi di riferimento e i prezzi *strike*.

Inizialmente il *Capacity Market* prevedeva aste triennali con un orizzonte di pianificazione quadriennale, la prima asta era attesa per il 2017. Con la Deliberazione 95/2015/l/eel l'Autorità ha, però, proposto al MiSE di anticipare la prima asta già a fine 2015 con periodo di consegna già nel 2017 e con un contratto di durata annuale (cd. Fase di prima attuazione).

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

Ad agosto 2015 il Governo italiano ha pre-notificato alla DG Competition il meccanismo a regime ma non quello attuale, transitorio. La Commissione ha richiesto alcuni approfondimenti, forniti dal Governo a fine novembre. In attesa dell'approvazione da parte della UE alcuni provvedimenti dell'AEEGSI non sono stati ancora attuati (Deliberazione 320/2014/R/eel e Deliberazione 95/2015/R/eel).

Corrispettivi capacità di trasporto

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

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

Sbilanciamenti elettrici

La Deliberazione n. 111/06 che definisce le regole e i metodi di calcolo e valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici è stata oggetto di diversi interventi di modifica da parte dell'AEEGSI al fine di allineare la regolazione alla necessità di una efficiente configurazione di mercato che spingesse gli operatori a realizzare al meglio le previsioni di produzione e consumo e che evitasse fenomeni di speculazione o di distorsione del mercato. Le Deliberazioni n. 342/2012, n. 239/2013 e n. 285/2013 di modifica della suddetta disciplina sono state oggetto di ricorso da parte di alcuni operatori, tra cui il Gruppo A2A, che hanno portato al loro annullamento con potenziali effetti retroattivi dal luglio 2012.

Al fine di recepire le indicazioni del Consiglio di Stato, l'Autorità ha pubblicato, nel 2015, due documenti di consultazione, il n. 445 e il n. 623 allo scopo di recepire le indicazioni del Consiglio di Stato ma anche l'esigenza degli utenti del servizio di dispacciamento che, nel periodo di applicazione della predetta disciplina, avevano adottato la regolazione degli sbilanciamenti – qual è quella annullata – coerente con le finalità e le funzioni del servizio di dispacciamento. È attesa per i primi mesi dell'anno 2016 la pubblicazione definitiva della disciplina cui seguirà la definizione delle partite economiche.

Market Coupling

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

Sistemi Efficienti d'Utenza

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

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

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

Suddivisione della rete elettrica rilevante in zone

Con la Deliberazione 511/2015/R/eel l'AEEGSI ha prorogato, per l'anno 2016, la suddivisione della rete elettrica rilevante in zone in ragione del nuovo Regolamento UE n. 2015/1222 del 24 luglio 2015, recante orientamenti in materia di allocazione della capacità di gestione della congestione (CACM) in tema di zone di mercato. Tale proroga segue la precedente introdotta dalla Deliberazione 424/2014/R/eel la quale aveva prorogato per l'anno 2015 la validità della suddivisione della rete rilevante in zone in vigore per il triennio 2012-2014.

Emission Trading Scheme

L'*Emission Trading Scheme* (ETS) è il principale sistema di controllo delle emissioni di gas climalteranti europeo al fine del raggiungimento degli obiettivi ambientali al 2020 e al 2030. Tale meccanismo è stato introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva EU ETS) che obbliga i grandi impianti (sia di produzione termoelettrica che industriali) a limitare le emissioni dei gas effetto serra entro un "tetto" massimo stabilito. La direttiva EU ETS è stata modificata dalla Direttiva 2008/101/CE del 19 novembre 2008 e dalla Direttiva 2009/29/CE del 23 aprile 2009, con l'obiettivo di perfezionare il sistema EU ETS e di estenderlo sia ad attività ulteriori e diverse rispetto a quelle considerate inizialmente, sia a gas diversi dal biossido di carbonio.

Il meccanismo è di tipo *cap and trade* e prevede la fissazione di un *cap* alle emissioni di CO₂ a livello europeo e l'obbligo, per tutti gli impianti rientranti nell'ambito delineato dalla normativa, di disporre ogni anno di un determinato numero di permessi di emissione (quota di CO₂) pari alle tonnellate emesse in atmosfera. A partire dal 2013 è entrata in esercizio la Terza Fase (Fase I: 2005/2007, Fase II: 2008/2012).

Al fine di rendere il meccanismo dell'ETS in grado di adattarsi alle mutate condizioni economiche ed industriali dei recenti anni, e di mantenerne l'efficacia in relazione alla riduzione delle

emissioni, il Parlamento Europeo (in data 7 luglio 2015) e la Commissione Europea (in data 6 ottobre 2015) hanno introdotto la *Market Stability Reserve* (MSR) tramite cui l'offerta di permessi diventa flessibile e potrà essere aggiustata per mantenere i prezzi dei permessi stabili all'interno di un *range* desiderato. La MSR entrerà in funzione nel 2019.

A dicembre 2015, nell'ambito della Legge di Stabilità 2016, è stata introdotta una norma che prevede di prorogare fino alla completa liquidazione i tempi per il rimborso da parte dello Stato di un importo pari al valore, interessi inclusi, delle "quote CO₂" non assegnate durante la Fase II in seguito all'esaurimento della Riserva dedicata ai nuovi impianti.

Recente evoluzione normativa nel settore del gas naturale

Mercato upstream gas

Mercato di bilanciamento del gas naturale

Con Deliberazione 470/2015/R/gas, l'Autorità approva la proposta di modifica del Codice di Rete di Snam Rete Gas relativamente all'attività di bilanciamento, al fine di recepire i principi previsti dal Regolamento Europeo 312/2014. Con il medesimo provvedimento l'Autorità accoglie altresì la richiesta della società di posticipare l'avvio del nuovo regime di bilanciamento previsto dal Regolamento per il 1° ottobre 2015. La definizione del termine per l'avvio del nuovo regime verrà fissata con successivo provvedimento, non prima di tre mesi dal completamento delle attività necessarie per l'attuazione del nuovo sistema, tenendo conto della preferenza espressa dagli operatori per l'avviamento nel periodo estivo, e comunque non oltre il limite ultimo previsto dal Regolamento del 1° ottobre 2016.

Criteri di conferimento dello stoccaggio gas

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

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

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

Il Ministero ha, infine, confermato, anche per il periodo aprile 2015-marzo 2016, il livello di stoccaggio strategico pari a 4,62 miliardi di mc.

Borsa del gas

Con la Deliberazione 436/2015/R/gas l'Autorità per l'energia ha approvato le modifiche alla convenzione tra GME e Snam Rete Gas ed alle condizioni di accesso al PSV, consentendo di rendere operativo l'accesso delle "Borse terze" di altri paesi europei al mercato nazionale italiano, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas. Le nuove regole introducono la possibilità di offrire tali prodotti a termine da parte dei soggetti (le cd. "Borse terze") che gestiscono piattaforme su cui sono negoziati prodotti con consegna fisica presso i principali *hub* del continente.

Provvedimenti comuni ai due settori

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

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

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

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

In ottemperanza a quanto previsto dal regolamento, l'Autorità con Deliberazione 86/2015/E/com ha provveduto ad istituire il Registro nazionale degli operatori di mercato (Registro REMIT). Sono tenuti all'obbligo di registrazione tutti i soggetti che concludono transazioni sui mercati all'ingrosso dell'energia (o i soggetti che agiscono per loro conto), i TSO e gestori di infrastrutture di produzione (>10 MW), trasporto, stoccaggio, GNL, nonché le unità di consumo oltre i 600 GWh/anno (o i soggetti che agiscono per loro conto).

Business Unit Commerciale

Condizioni economiche servizio di maggior tutela

Con la Deliberazione 659/2015/R/eel l'AEEGSI ha provveduto ad aggiornare il livello delle componenti a copertura dei costi di commercializzazione (RCV per il servizio di maggior tutela e PCV per il mercato libero) per l'anno 2016, disponendo una revisione al rialzo di entrambe.

L'Autorità ha confermato anche per il 2015 l'applicazione del meccanismo transitorio di compensazione degli oneri connessi alla morosità dei clienti finali. Al meccanismo hanno accesso, previa istanza alla CCSE (ora CSEA), gli esercenti per i quali si sia verificato uno scostamento significativo del valore dell'*unpaid* ratio effettivo rispetto a quello assunto per il calcolo della componente RCV applicata in corso d'anno, e che dimostrino di aver messo in atto azioni di gestione e di recupero del credito efficienti. Contestualmente al sopra citato meccanismo viene altresì introdotto un ulteriore meccanismo di adeguamento dei costi operativi, relativamente agli anni 2015 e 2014.

Condizioni economiche servizio di tutela

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

Con riferimento alla componente Cmem, relativamente alla copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale dei mercati all'ingrosso, l'Autorità ha esteso all'anno termico 2015-2016 le vigenti modalità di calcolo. Con riferimento, invece, alla componente a copertura dei costi relativi alle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso ad alla copertura di alcuni rischi (CCR), l'Autorità ha provveduto ad aggiornarne il valore provvedendo a ridurre il livello di copertura di alcuni rischi.

Con Deliberazione 575/2015/R/gas l'AEEGSI ha effettuato l'aggiornamento della componente QVD per l'anno 2016, rivedendone i valori al rialzo.

Con Deliberazione 556/2015/R/gas l'Autorità ha aggiornato, confermandoli, i parametri relativi al meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento del gas naturale, di cui alla Deliberazione 447/2013/R/gas, ed ha aggiornato gli indici K e q per il calcolo dell'indice P_{top15} .

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

Provvedimenti comuni ai due settori

Nella seduta del 7 ottobre la Camera ha approvato il Disegno di Legge annuale per il mercato e la concorrenza (cd. D.D.L. Concorrenza), il quale include una serie di norme anche relativamente al settore energia. Nel dettaglio il D.D.L., attualmente in discussione al Senato nell'ambito del processo di conversione in Legge, dispone il superamento del regime di tutela e maggior tutela a far data dal 1° gennaio 2018, subordinatamente al verificarsi contestuale di determinate condizioni, che qualora non conseguite comporterebbero il differimento di 6 mesi in 6 mesi sine die della scadenza di cui sopra, nonché norme relative alla separazione delle politiche di comunicazione del marchio tra imprese verticalmente integrate (cd. *brand unbundling*).

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

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

Business Unit Ambiente

Recente evoluzione normativa nel settore ambientale

Regolazione dei servizi pubblici locali e scadenza delle concessioni

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

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

Testo Unico dell'Ambiente

Il Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152 ("Norme in materia ambientale"), come successivamente modificato ed integrato, in particolare con Decreto Legislativo n. 205/10 che ha dettato

disposizioni di attuazione della Direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti, è il testo normativo di riferimento per il settore ambientale. La più recente modifica sostanziale alle parti II, III, IV e V del Decreto Legislativo 152/2006 è stata apportata dal D.Lgs. 4 marzo 2014 n. 46 recante disposizioni sulle emissioni industriali in attuazione della Direttiva 2010/75/UE e Prevenzione e Riduzione Integrate dell’Inquinamento (IPPC). In particolare, sono state ampliate le attività AIA e il decreto prevede, come meglio specificato nel D.M. n. 272 del 13 novembre 2014, l’obbligo, qualora la Verifica di Sussistenza preliminare lo preveda, di predisporre una relazione di riferimento ad ogni richiesta di nuova attività o ad ogni modifica sostanziale autorizzativa, che fotografi la situazione degli impatti sull’ambiente e sulla salute dell’attività stessa, in modo da poter valutare lo status del sito produttivo prima, durante e a fine attività. Si evidenzia che in proposito è recentemente stata pubblicata la Nota del Ministero dell’Ambiente 17 giugno 2015, n. 12422 - Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) - “Ulteriori criteri sulle modalità applicative della disciplina alla luce delle modifiche del D.Lgs 46/2014”.

Sulla G.U. 18 gennaio 2016, n. 13 è stata pubblicata la Legge 28 dicembre 2015, n. 221 “Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di *green economy* e per il contenimento dell’uso eccessivo di risorse naturali” (cd. Collegato ambientale). Per quanto riguarda in particolare la gestione dei rifiuti, viene disincentivato il conferimento in discarica e premiata la raccolta differenziata, anche attraverso il “vuoto a rendere” nonché promossa la riduzione dei rifiuti non riciclati.

TARES e TARI

A partire dal 2014, in base all’articolo 14 del Decreto Legge 201 del 2011 (Salva Italia), la TARES viene sostituita dalla TARI, parte della IUC, Imposta Unica Comunale, introdotta dal governo Letta con la Legge di stabilità 2014 (Legge 27 dicembre 2013, n. 147, recante “*Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato*”).

Emissioni industriali

Il D.Lgs. 4 marzo 2014 n. 46 recante disposizioni sulle emissioni industriali in attuazione della Direttiva 2010/75/UE (detta anche IED – *Industrial Emission Directive*) ha introdotto norme impattanti su tutti gli impianti industriali, con nuove limitazioni alle emissioni in atmosfera e la previsione di maggiori e più stringenti controlli. In esecuzione di tale disposizione, a decorrere dal 2016 anche la disciplina dei termoutilizzatori oggi dettata dal D.Lgs. 133/05 sarà introdotta nel D.Lgs. 152/06, nel testo dettato dal D.Lgs. 46/14.

Con riferimento ai procedimenti avviati dai gestori di impianti esistenti che, a seguito dell’introduzione delle modifiche introdotte dal decreto medesimo, sono risultati ricadere in di-

sciplina AIA e dunque hanno dovuto presentare istanza ex novo, il D.L. 92/2015 ha rettificato l'art 29 del D.Lgs. 46/2014 prevedendo che *“L'autorità competente conclude i procedimenti avviati in esito alle istanze di cui al comma 2, entro il 7 luglio 2015. In ogni caso, nelle more della conclusione dei procedimenti, le installazioni possono continuare l'esercizio in base alle autorizzazioni previgenti, se del caso opportunamente aggiornate a cura delle autorità che le hanno rilasciate, a condizione di dare piena attuazione, secondo le tempistiche prospettate nelle istanze di cui al comma 2, agli adeguamenti proposti nelle predette istanze, in quanto necessari a garantire la conformità dell'esercizio dell'installazione con il Titolo III-bis, della Parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152”*.

Altri provvedimenti di interesse

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

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

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

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

Decreto Legge Sbocca Italia – disposizioni in materia di termoutilizzazione

La G.U. n. 212 del 12 settembre 2014 ha pubblicato il D.L. 133/2014 (cd. “Sbocca Italia”), recante *“Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per*

la ripresa delle attività produttive”. Tra le norme di interesse si segnala in particolare quanto previsto dall’art. 35 in materia di termovalorizzazione, relativamente al quale si è in attesa del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri che individui gli impianti di recupero energia e smaltimento rifiuti urbani e alcune categorie di rifiuti speciali, esistenti o da realizzare, necessari per attuare un sistema integrato e moderno di gestione di tali rifiuti atto a conseguire la sicurezza nazionale nell’autosufficienza, per il superamento delle procedure di infrazione per mancata attuazione delle norme europee di settore.

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

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

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

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

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

Inquadramento normativo incentivi CIP 6/92

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

- componente di incentivazione (riconosciuta solo per i primi otto anni di esercizio): basata sulla stima dei costi aggiuntivi per ogni singola tecnologia;

- componente di costo evitato (riconosciuta per tutta la durata della convenzione di ritiro, fino a 15 anni): costo dell'impianto, di esercizio, di manutenzione e acquisto combustibile.

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

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

Evoluzione della disciplina degli incentivi CIP 6/92

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

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

Per gli impianti di termovalorizzazione situati in zone di emergenza relativa alla gestione del ciclo dei rifiuti, fino al completamento dell'ottavo anno di esercizio dalla data di entrata in vigore del decreto, il valore del CEC viene invece determinato sulla base del paniere di cui alla Legge n. 99/2009, con peso dei prodotti petroliferi pari al 60%.

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

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

In particolare, le determinazioni sono risultate:

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

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

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

Servizi ausiliari di centrale

In esito alla chiusura di procedimenti ispettivi dell'AEEGSI presso alcuni degli impianti del Gruppo incentivati, è stata richiesta la restituzione di una parte degli incentivi ricevuti, considerata indebitamente percepita negli anni di vigenza delle relative convenzioni di ritiro.

Le società interessate hanno presentato ricorso avverso la richiesta di restituzione, ma il TAR e il Consiglio di Stato hanno rigettato tali ricorsi, confermando l'obbligo per A2A di restituire parte degli incentivi CIP 6 erogati alle controllate Ecodeco S.r.l. oggi A2A Ambiente S.p.A., ed Ecolombardia 4 S.p.A., legati alle modalità di computo dei cd. consumi per servizi ausiliari di centrale.

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

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

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

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

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

Business Unit Calore e Servizi

Teleriscaldamento, teleraffrescamento e cogenerazione

Regolazione del servizio

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

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

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

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

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

Con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 22 dicembre 2015 recante “Revoca e aggiornamento delle schede tecniche del meccanismo di incentivazione dei certificati bianchi”, il MiSE ha revocato le schede 40E, 47E, 36E e 21T, escludendo alcuni interventi dal meccanismo incentivante per l’efficienza energetica. Il ministero ha, inoltre, modificato la scheda tecnica 22T sul teleriscaldamento per adeguarla alla Delibera dell’Autorità per l’energia n. 9/10, come modificata dalle Deliberazioni EEN 14/10 e EEN 9/11, recependo le indicazioni di cui al sopracitato Decreto n. 102/2014.

Business Unit Reti

Trasporto di gas naturale

Tariffe di trasporto

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

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

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

Con il documento per la consultazione 607/2015/R/gas l'AEEGSI, in ottemperanza alla sopra citata sentenza del Consiglio di Stato del giugno 2015, ha confermato i propri orientamenti relativamente alla metodologia di determinazione di tali tariffe, ed in particolare i criteri di ripartizione dei ricavi tra componenti di *capacity* e di *commodity* nella misura rispettivamente-

te del 90% e del 10%, ritenendo tale ripartizione allineata ai costi effettivamente sostenuti dall'impresa di trasporto per lo svolgimento del servizio.

Distribuzione di gas naturale

Affidamento e svolgimento del servizio di distribuzione

A seguito della riforma delle modalità di affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale, sono stati definiti 177 “Ambiti Territoriali Minimi” (D.M. 19 gennaio 2011 e D.M. 18 ottobre 2011) per i quali saranno indette le gare per l'affidamento del servizio secondo quanto previsto dal cd. Regolamento gare (D.M. 12 novembre 2011 n. 226, come successivamente integrato e modificato). Sono state altresì adottate norme a tutela dell'occupazione dei dipendenti degli operatori coinvolti nel riassetto del settore (D.M. 21 aprile 2011). Nel corso degli ultimi anni, diverse disposizioni sono intervenute modificando il D.Lgs. 164/2000 e il D.M. 226/2011 con particolare riferimento alle modalità di determinazione del valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente e alle tempistiche per l'indizione delle gare. In particolare, con il D.M. 22 maggio 2014 sono state approvate le linee guida relative ai criteri ed alle modalità applicative ai fini della determinazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale, mentre il D.M. 20 maggio 2015, n. 106 ha provveduto a modificare il D.M. 226/11 in modo da recepire le novità normative succedutesi in materia di calcolo del valore di rimborso degli impianti, soprattutto per quel che riguarda il trattamento dei contributi e l'applicazione delle linee guida, di offerta economica, ed in particolare in materia di canone e di offerte relative agli investimenti in efficienza energetica, nonché le novità di natura procedurale relative alle modalità di gestione delle gare da parte delle Stazioni Appaltanti. Infine, con il D.L. 210/2015 (Milleproroghe 2016) è stata concessa un'ulteriore proroga delle scadenze per la pubblicazione dei bandi di gara da parte delle Stazioni Appaltanti e sono state eliminate le penalizzazioni a carico delle Stazioni Appaltanti inadempienti precedentemente previste.

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

Gare d'ambito

A fine 2015 sono stati pubblicati i primi bandi per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale su base d'ambito. Tra questi, alcuni sono relativi ad ambiti in cui A2A è l'attuale

gestore, in particolare, l'ambito Milano 1 - Città e Impianto di Milano, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale UE il 26 dicembre.

L'importo contrattuale per l'intero periodo di affidamento riportato nel bando di gara è pari a 1.369 milioni di euro. Nel bando si rende noto il disaccordo tra la Stazione Appaltante e la società A2A Reti Gas S.p.A. in merito all'ammontare del valore di indennizzo degli impianti relativi alle località da essa gestite.

La scadenza per il ricevimento delle offerte da parte della Stazione Appaltante è fissata per il 13 giugno 2016, mentre l'apertura delle offerte avverrà il 12 luglio 2016. L'offerta presentata avrà una validità di 360 giorni.

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

Tariffe di distribuzione e misura e Regolazione Qualità gas

Con Deliberazioni 573/2013/R/gas e 574/2013/R/gas, l'Autorità ha approvato, rispettivamente, la regolazione tariffaria per le gestioni comunali/sovracomunali e la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il IV periodo regolatorio (2014-2019). Successivamente, con la Deliberazione 367/2014/R/gas, l'Autorità ha integrato la regolazione tariffaria introducendo le disposizioni applicabili alle gestioni d'ambito, mentre con la Deliberazione 396/2015/R/gas sono state modificate le tempistiche relative ai meccanismi di perequazione. I valori provvisori delle tariffe dell'anno 2015 sono stati approvati con la Deliberazione 147/2015/R/gas.

Come per i precedenti periodi regolatori, anche per il IV periodo il sistema tariffario prevede il *tariff decoupling* tra la tariffa di riferimento, finalizzata a determinare i ricavi ammessi del singolo operatore, e la tariffa obbligatoria, effettivamente applicata al cliente finale a livello di macro-ambito tariffario. Le differenze generatesi tra i ricavi ammessi e quelli effettivamente ottenuti sono compensate attraverso opportuni meccanismi di perequazione. La tariffa di riferimento è calcolata in modo tale da garantire: 1) la remunerazione del capitale investito netto; 2) la copertura degli ammortamenti determinati in base alle vite utili valide ai fini regolatori e 3) la copertura dei costi operativi, determinati in modo parametrico e aggiornati attraverso il metodo del *price-cap*, utilizzando un *X-factor* differenziato in ragione delle dimensioni dell'azienda. Inoltre, al fine di minimizzare il cd. *time lag* con cui viene riconosciuta la remunerazione degli investimenti, le tariffe sono state determinate considerando anche i valori pre-consuntivi degli investimenti relativi all'anno t-1. A differenza del precedente periodo regolatorio, gli incentivi per determinate tipologie d'investimento sono riconosciuti nell'ambito della regolazione della qualità.

Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto per gli anni 2014-2015 è stato pari al 6,9% per il servizio di distribuzione e al 7,2% per il servizio di misura, mentre per il triennio 2016-2018, in base alle disposizioni del nuovo testo integrato WACC (Allegato A alla Deliberazione 583/2015/R/com), sarà pari a 6,1% per la distribuzione e 6,6% per la misura.

Infine, l'Autorità, con la Deliberazione 20/2016/R/gas ha stabilito i premi/penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione gas per il 2013. In particolare, A2A Reti Gas ha ottenuto un premio di circa 2,3 milioni di euro, mentre ASVT ha ottenuto un premio di circa 157.000 euro ed Aspem di 80.000 euro.

Riforma della regolazione dell'attività di misura dei punti di riconsegna della rete di distribuzione e obblighi in tema di *Smart meter gas*

L'Autorità con la Deliberazione 117/2015/R/gas, anche in attuazione del Decreto Legislativo 102/2014 (cd. Efficienza Energetica), ha provveduto a riformare la regolazione della misura dei punti di riconsegna della rete di distribuzione. Sono introdotte nuove disposizioni in materia di rilevazione e gestione delle teleletture e nuove modalità e tempistiche di rilevazione e messa a disposizione delle letture di *switching*. L'Autorità ha ammesso - entro precisi limiti - la possibilità, per gli operatori, di presentare piani migliorativi per l'attività di rilevazione delle letture che coniugassero gli obiettivi perseguiti dalla riforma e l'efficienza dell'attività degli operatori.

Infine, con la Deliberazione 631/2013/R/gas come modificata dalla Deliberazione 651/2014/R/gas e da ultimo dalla Deliberazione 554/2015/R/gas, l'Autorità ha aggiornato gli obblighi in tema di installazione e messa in servizio precedentemente stabiliti dalla Deliberazione 28/2012/R/gas dei cd. *smart meter gas*, introdotto alcune ulteriori specifiche relative alle modalità di riconoscimento in tariffa di tali cespiti e modificato le precedenti disposizioni in materia di sanzioni per il mancato rispetto degli obblighi di installazione e messa in servizio per l'anno 2014.

Distribuzione di energia elettrica

Regime tariffario servizio di distribuzione e misura

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

Con riferimento invece al servizio di distribuzione, sono stati mantenuti molti degli istituti di regolazione tariffaria già in vigore nel precedente periodo regolatorio e in particolare:

- l'adozione del *tariff decoupling*, che prevede una tariffa obbligatoria da applicare agli

- utenti finali e una tariffa di riferimento per la definizione del vincolo ai ricavi, specifica per operatore calcolata in base al numero di utenti (PoD);
- l'applicazione del metodo del *profit-sharing* per la definizione dei livelli iniziali dei costi operativi da riconoscere in tariffa;
 - l'aggiornamento della quota delle tariffe a copertura dei costi operativi tramite il metodo *price-cap*, fissando l'obiettivo di aumento annuo della produttività (*X-factor*) al 2,8% per l'attività di distribuzione;
 - la valutazione del capitale investito tramite il metodo del costo storico rivalutato;
 - la definizione del tasso di remunerazione del capitale tramite il WACC, pari al 6,4% (+1% per gli investimenti successivi al 2012 a copertura del cd. *lag* regolatorio);
 - il calcolo degli ammortamenti tramite l'utilizzo di vite utili valide ai fini regolatori.

A partire dal 2014 è stato modificato il trattamento dei contributi (in particolare di quelli cd. *a forfait*) che, a differenza del passato, sono portati in deduzione del capitale investito e non dei costi operativi riconosciuti.

Con le Deliberazioni 583/2015/R/com e 654/2015/R/eel l'AEEGSI ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quinto periodo di regolazione (2016-2020). Il tasso di remunerazione del capitale investito relativo al servizio di distribuzione e misura è pari al 5,6% per il triennio 2016-2018. L'effetto della riduzione del tasso di remunerazione sarà parzialmente compensato da alcune modifiche alle modalità di riconoscimento dei costi di capitale e da una riduzione dell'*X-factor* applicato ai costi operativi riconosciuti.

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

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

Obblighi in tema di *Smart metering* 2G

Con il documento di consultazione 416/2015/R/eel l'AEEGSI ha illustrato i propri orientamenti in merito alla definizione delle specifiche funzionali dei contatori intelligenti di seconda generazione di energia elettrica in bassa tensione, in ottemperanza al Decreto Legislativo n. 102/2014. A tale proposito l'Autorità individua specifiche funzionali per i misuratori di “secon-

da generazione” (2G) e alcuni criteri generali da seguire per la progettazione dei sistemi di *smart metering* 2G (*future-proof design*). Nel corso del 2016 continueranno le attività finalizzate a fissare i criteri minimi dei nuovi misuratori in modo da permettere l'avvio della sostituzione da parte degli operatori interessati.

Provvedimenti comuni ai due settori

Unbundling funzionale

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

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

Risparmio ed efficienza energetica

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

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

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

Diagnosi Energetiche

Il Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 di recepimento della Direttiva 2012/27 (Direttiva Efficienza Energetica) introduce nell'ordinamento italiano, tra le altre cose, l'obbligo in capo a tutte le grandi imprese operanti in Italia e a tutti gli Energivori (“imprese iscritte nell'elenco annuale istituito presso la CCSE, ora CSEA, ai sensi del decreto interministeriale 5 aprile 2013”) di effettuare entro il 5 dicembre 2015 una diagnosi energetica conforme ai requisiti di cui all'Allegato 2 e alle *best practice* di settore definite dalla norma UNI CEI EN 16247. La diagnosi energetica consente di elaborare il bilancio energetico aziendale, analizzare la modalità di consumo di energia e individuare le opportunità di efficientamento. Il Gruppo A2A ha adempiuto a tale obbligo in quanto rientrante all'interno della categoria Grandi Imprese e, nell'ambito dell'attività di promozione di interventi di efficienza energetica presso terzi, ha

realizzato diagnosi energetiche presso siti industriali effettuando in totale oltre 100 diagnosi ed individuando numerose opportunità di investimento.

Servizio idrico integrato

Durata degli affidamenti in essere

In esito alla consultazione referendaria del 12 e 13 giugno 2011, è stata dichiarata l'abrogazione delle disposizioni legislative oggetto dei relativi quesiti, tra cui l'art. 23-bis del Decreto Legge 112/2008 in materia di affidamento dei servizi pubblici locali di rilevanza economica.

In merito alle gestioni esistenti, come sancito dall'art. 34 del Decreto Legge 179/12 convertito in Legge 221/12 ed integrata dalla Legge 29 luglio 2015, n.115, art. 8 comma 1, gli affidamenti dei servizi effettuati a società quotate e controllate da quotate, quali quelli relativi agli affidamenti in capo ad A2A, resteranno attivi fino alla scadenza naturale.

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

Regime tariffario

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

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

- in base al rapporto, per ciascuna gestione, tra il fabbisogno di investimenti per il periodo 2014-2017 e il valore delle infrastrutture esistenti (in particolare, nel caso in cui tale rap-

porto risulti inferiore al valore di riferimento - pari a 0,5 - sono riconosciuti i cd. ammortamenti finanziari);

- in funzione del verificarsi o meno di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore (nel caso di variazioni del perimetro delle attività gestite vengono riconosciute coperture superiori);
- in applicazione della Deliberazione AEEGSI 643/2013, il Consiglio di Amministrazione ha determinato con Deliberazione n. 12/2014 i moltiplicatori tariffari “theta” all’interno del *cap*, per gli anni 2014 e 2015. Conseguentemente, in data 21 gennaio, l’Ente d’Ambito ha trasmesso ai Gestori il valore del moltiplicatore tariffario “theta” relativo all’anno 2015 nonché la nuova articolazione tariffaria a decorrere dal 1° gennaio 2015. La Provincia di Brescia, Ente di Governo dell’ATO, ha approvato la proposta del Consiglio di Amministrazione dell’Ufficio d’Ambito n. 12/2014 con Deliberazione del Consiglio Provinciale n. 13/2015, assunta in data 30 marzo 2015;
- l’Ente di Governo ha svolto le necessarie valutazioni, approvate nella seduta del Consiglio di Amministrazione dell’Ambito della Provincia di Brescia del 17 settembre, finalizzate alla formulazione all’AEEGSI della motivata istanza per il gestore A2A Ciclo Idrico S.p.A. di riconoscimento di un moltiplicatore tariffario *sovra-cap*;
- nel mese di dicembre, l’AEEGSI, con la Deliberazione 664/2015/R/idr, ha definito i criteri tariffari per il periodo regolatorio 2016-2019, confermando la struttura a matrice regolatoria del MTI e l’applicazione del limite massimo di incremento annuale (*cap*);
- i moltiplicatori tariffari (theta) sono determinati secondo una matrice di 6 schemi regolatori sulla base del valore dei costi operativi per abitante (109 € valore medio) e del fabbisogno di investimenti (confermato il valore discriminante di 0,5). I moltiplicatori si applicano alle quote fisse e variabili della tariffa 2015. Continua ad essere prevista, tuttavia, la possibilità per gli Enti d’Ambito di presentare motivate istanze *sovra-cap*. Il riconoscimento degli oneri finanziari e fiscali scende dal 6,01% del precedente periodo regolatorio al 5,33%;
- infine, con la Deliberazione n. 12 del 17 settembre 2015 il Consiglio d’Amministrazione dell’Ente d’Ambito ha approvato gli importi dei conguagli e delle perequazioni tra gestori relative a partite pregresse maturate in periodi precedenti il trasferimento delle competenze all’AEEGSI. Avverso tale provvedimento è stato presentato ricorso al TAR Lombardia da parte del Gestore Garda Uno.

Business Unit EPCG

Produzione

L'aumento dell'utilizzo dell'energia rinnovabile da parte del Paese è tra gli obiettivi del Governo montenegrino in materia di politica energetica.

In particolare, si segnala che nel settembre 2011 il Governo ha introdotto (*“Decree on the Tariff System for the Establishment of Preferential Prices of Electricity from Renewable Sources of Energy and Efficient Co-generations”*) una tariffa incentivante a sostegno della produzione di energia da FER (Fonti Energetiche Rinnovabili). Per l'acquisto dell'energia prodotta sono previsti contratti (*Power Purchase Agreements*) della validità di 12 anni, con l'operatore di mercato CGES, a prezzi corretti annualmente per l'inflazione. Nell'ottobre 2012, con l'approvazione delle disposizioni volte all'implementazione della Direttiva 2009/28/CE da parte della Comunità dell'Energia, il Montenegro ha inoltre accettato di fissare un obiettivo vincolante da raggiungere al 2020, pari al 33%, per la produzione di energia da FER sul consumo totale.

Tariffe di trasmissione e distribuzione/prezzi di vendita

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

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

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

di eventuali contributi percepiti e rivalutati per l'inflazione). L'aggiornamento annuale del capitale avverrà in base ai piani di investimento approvati dall'Agenzia, mentre l'ammortamento sarà calcolato sulle vite utili incluse nei documenti da inviare all'Agenzia al momento della richiesta di approvazione delle tariffe. I costi operativi saranno calcolati applicando altresì una logica di *profit-sharing*, a partire dai dati inviati dalla società all'Agenzia.

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

Si segnala infine che a fine dicembre 2013 la RAE ha inaspettatamente approvato una disposizione di modifica della metodologia tariffaria vigente, impattante sulle modalità di determinazione dei corrispettivi per l'utilizzo della rete di trasmissione di energia elettrica esclusivamente a carico degli operatori della generazione, con efficacia inizialmente prevista per il periodo che intercorre dal 1° gennaio 2014 alla fine di luglio 2015 e da ultimo estesa a fine 2015 (come visto per la durata del terzo anno del periodo regolatorio tariffario oltre che del periodo regolatorio stesso). EPCG ha presentato ricorso per l'annullamento della decisione, che si ritiene fondata su presupposti non coerenti con i principi di trasparenza e non discriminatorietà che dovrebbero orientare la regolazione, e che risulta fortemente lesiva dell'equilibrio economico-finanziario della società. Tale ricorso è stato in prima istanza accolto, anche se la RAE si è opposta a tale giudizio di accoglimento. Si è attualmente in attesa di un pronunciamento definitivo al riguardo, da parte dell'autorità giudiziaria.

Alla fine del 2015 la RAE ha determinato le tariffe per un nuovo periodo transitorio della durata solo di 1 anno, a partire dal 1° gennaio 2016 fino al 31 dicembre 2016, che lasciano sostanzialmente invariato il livello delle tariffe regolate per i clienti domestici. Successivamente verranno ridefinite le metodologie tariffarie per un periodo regolatorio triennale (dal 2017 al 2019).





0.4

—
Risultati consolidati
e andamento
della gestione
—

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 31 dicembre 2015, confrontati con l'esercizio precedente:

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2015 31 12 2015	01 01 2014 31 12 2014	Variazioni
Ricavi	4.921	4.984	(63)
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	4.732	4.761	(29)
- Altri ricavi operativi	189	223	(34)
Costi operativi	(3.244)	(3.311)	67
Costi per il personale	(629)	(649)	20
Margine operativo lordo	1.048	1.024	24
Ammortamenti e svalutazioni	(754)	(605)	(149)
Accantonamenti	(79)	(57)	(22)
Risultato operativo netto	215	362	(147)
Risultato da transazioni non ricorrenti	(1)	9	(10)
Oneri netti di gestione finanziaria	(134)	(165)	31
Quota di risultato di società consolidate ad equity	(4)	(45)	41
Risultato da cessione di altre partecipazioni	-	-	-
Risultato al lordo delle imposte	76	161	(85)
Oneri per imposte sui redditi	(133)	(179)	46
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	(57)	(18)	(39)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato di pertinenza di terzi	130	(19)	149
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo	73	(37)	110

Nell'esercizio 2015, i “**Ricavi**” del Gruppo A2A sono risultati pari a 4.921 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente (4.984 milioni di euro).

Di seguito si riportano i principali dati quantitativi dell'esercizio 2015, che hanno contribuito alla determinazione dei ricavi del Gruppo, confrontati con l'anno precedente:

	31 12 2015	31 12 2014
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	10.667	9.260
EE venduta a clienti <i>retail</i> (GWh)	7.026	7.537
EE venduta in Borsa (GWh)	9.903	12.672
EE venduta mercato interno ed estero (GWh) - EPCG	3.307	3.357
Gas venduto a clienti grossisti (Mmc)	435	310
Gas venduto a clienti <i>retail</i> (Mmc)	1.118	1.100
Calore venduto (GWht)	2.297	1.951
EE distribuita (GWh)	11.178	10.782
EE distribuita (GWh) - EPCG	2.161	2.016
Gas distribuito (Mmc)	1.832	1.739
Acqua distribuita (Mmc)	63	60
Acqua depurata (Mmc)	36	34
Rifiuti smaltiti (Kton)	2.555	2.668

Dettaglio produzioni	31 12 2015	31 12 2014
Produzione termoelettrica (GWh)	8.429	5.540
Produzione termoelettrica (GWh) - EPCG	1.412	1.322
Produzione idroelettrica (GWh)	4.471	6.090
Produzione idroelettrica (GWh) - EPCG	1.459	1.716
Produzione calore (GWht)	2.340	2.044
Produzione di energia elettrica da cogenerazione (GWh)	235	233

Il “**Margine Operativo Lordo**” è risultato pari a 1.048 milioni di euro, in crescita di 24 milioni di euro rispetto al 2014.

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

Milioni di euro	31 12 2015	31 12 2014	Delta	Delta %
Generazione e <i>Trading</i>	348	328	20	6,1%
Commerciale	102	87	15	17,2%
Ambiente	210	222	(12)	(5,4%)
Calore e Servizi	74	61	13	21,3%
Reti	279	281	(2)	(0,7%)
EPCG	53	66	(13)	(19,7%)
Altri Servizi e <i>Corporate</i>	(18)	(21)	3	n.s.
Totale	1.048	1.024	24	2,3%

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Generazione e Trading* si è attestato a 348 milioni di euro, in crescita di 20 milioni di euro rispetto al 2014.

Nel confronto con l'anno precedente, il risultato del 2015 beneficia di minori costi non ricorrenti per mobilità per circa 14 milioni di euro, mentre risente, per circa 33 milioni di euro, dell'effetto di componenti positive di reddito non ricorrenti registrate in prevalenza nel 2014, di cui 8 milioni di euro *intercompany*.

Al netto di tali effetti, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Generazione e Trading* risulta in crescita di circa 39 milioni di euro: l'ottima *performance* registrata nel comparto termoelettrico, per effetto di un miglioramento degli *spread* sul gas e sul carbone e delle maggiori quantità intermedie dai cicli combinati a gas sui mercati secondari (anche a seguito delle alte temperature registrate nel terzo trimestre 2015), le maggiori vendite di titoli ambientali, nonché i risparmi derivanti dal piano di efficienza operativa, hanno più che compensato la flessione della marginalità del comparto idroelettrico dovuta all'eccezionale idraulicità registrata nel 2014 (1.618 GWh in meno; 87 milioni di euro in meno).

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Commerciale* si è attestato a 102 milioni di euro, in crescita di 15 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Il risultato del 2014 includeva tuttavia componenti negative di reddito non ricorrenti per un importo pari a 7 milioni di euro (attribuibili in prevalenza alle partite *intercompany* sopra menzionate), mentre l'esercizio 2015 registra, al contrario, componenti positive di reddito non ricorrenti pari a 12 milioni di euro. Al netto di tali partite, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* evidenzia una riduzione di 4 milioni di euro dovuta prevalentemente alla revisione dei prezzi di vendita di energia elettrica e gas dei contratti indicizzati al prezzo del petrolio, ora completamente risolti, che sono stati fortemente penalizzati dall'andamento delle quotazioni del *brent* e che hanno pesato negativamente sulla marginalità della *Business Unit*. Tale contrazione è stata quasi interamente compensata dallo sviluppo commerciale dei *business* di vendita di energia elettrica e gas, coerentemente con lo sviluppo sul mercato libero (*mass market*) previsto nel piano industriale 2015-2019.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Ambiente* è risultato pari a 210 milioni di euro (222 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Al netto della variazione nei due esercizi di confronto delle partite non ricorrenti pari a circa 3 milioni di euro, il Margine Operativo Lordo evidenzia nel corso del 2015 una riduzione di 15 milioni di euro, sostanzialmente riconducibile ai minori ricavi per la vendita di energia elettrica del termovalorizzatore di Acerra (a seguito della riduzione del corrispettivo CIP 6 determinata dalla flessione dei prezzi dei combustibili di riferimento) e degli altri impianti di termovalorizzazione del Gruppo (per effetto della flessione dei prezzi dell'energia elettrica), nonché ai

minori margini dovuti ad una riduzione delle quantità smaltite nella discarica di lotti inertizzati di Corteolona a causa del blocco dei conferimenti da parte di ARPA per analisi ambientali sulla falda acquifera.

Tale andamento è stato parzialmente compensato dall'incremento di marginalità nel comparto della raccolta principalmente dovuto ai maggiori servizi offerti per EXPO 2015 e per il Comune di Como (servizio di igiene urbana partito in data 1° luglio 2013 ed entrato a regime nella seconda metà del 2014), nonché ai maggiori abitanti serviti a seguito dell'aggiudicazione di alcune nuove convenzioni nel corso del 2015 (oltre 100 mila nuovi abitanti serviti).

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Calore e Servizi*, pari a 74 milioni di euro, risulta in crescita di 13 milioni di euro rispetto al 2014: l'aumento, determinato da un andamento climatico più favorevole rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e da una continua ed efficace azione di sviluppo commerciale (in particolare nella città di Milano), è stato in parte compensato dalla flessione dei risultati conseguiti sui mercati dei titoli ambientali.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Reti*, si è attestato a 279 milioni di euro, in riduzione di 2 milioni di euro rispetto all'esercizio 2014. Il confronto con l'anno precedente risente per circa 18 milioni di euro dell'effetto di componenti positive di reddito non ricorrenti registrate in prevalenza nel 2014 relative ai maggiori ricavi riconosciuti all'attività di distribuzione elettrica per gli esercizi 2012 e 2013 (Delibera AEEGSI 258/14/R/eel).

Al netto di tali partite il Margine Operativo Lordo della *Business Unit Reti* risulta in crescita di 16 milioni di euro. Tale andamento è prevalentemente attribuibile al servizio idrico integrato, che, nell'esercizio in esame, ha beneficiato degli incrementi tariffari riconosciuti dall'AEEGSI e delle maggiori quantità vendute a seguito dei maggiori consumi estivi, nonché al comparto illuminazione pubblica per effetto dell'avvio, a luglio 2014, del progetto di sostituzione nel Comune di Milano degli apparati luminosi con nuove lampade a *led* a basso consumo energetico. I comparti della distribuzione energia elettrica e gas evidenziano invece un margine sostanzialmente in linea rispetto al 2014.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit EPCG* è risultato pari a 53 milioni di euro, in riduzione di 13 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento, riconducibile interamente al comparto energia, è principalmente dovuto all'incremento delle quantità di energia elettrica importate a seguito della riduzione della produzione idroelettrica, soprattutto nel quarto trimestre dell'anno.

Gli **“Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni”** ammontano complessivamente a 833 milioni di euro (662 milioni di euro al 31 dicembre 2014) ed includono gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali e materiali per 395 milioni di euro (446 milioni di euro al 31 dicembre 2014), le svalutazioni delle immobilizzazioni materiali per 359 milioni di euro (159

milioni di euro al 31 dicembre 2014) e accantonamenti netti per 79 milioni di euro (57 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Gli “Ammortamenti e svalutazioni” pari a 754 milioni di euro (605 milioni di euro al 31 dicembre 2014) registrano un incremento di 149 milioni di euro derivante principalmente dalle maggiori svalutazioni, pari a 197 milioni di euro, effettuate a seguito dei risultati degli *Impairment Test* 2015 al 31 dicembre 2015, rispetto a quelle derivanti dagli *Impairment Test* effettuati al 31 dicembre 2014. Tali svalutazioni hanno riguardato, per 246 milioni di euro, impianti della *Cash Generating Unit* EPCG, (il cui impatto sul risultato economico consolidato del Gruppo A2A al netto della quota attribuita ai soci terzi per 143 milioni di euro, è risultato pari a 103 milioni di euro) e per 104 milioni di euro impianti riferiti alla *Cash Generating Unit* “Energia Elettrica”. Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano una riduzione di 44 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 a seguito di minori ammortamenti, per 30 milioni di euro, correlati alle svalutazioni effettuate nel precedente esercizio, a minori ammortamenti, per 19 milioni di euro, riferiti alla revisione delle vite utili residue degli impianti termoelettrici (effettuate nel precedente esercizio) e al completamento del processo di ammortamento di alcuni impianti, nonché all’aumento degli ammortamenti per 5 milioni di euro riferiti agli investimenti entrati in produzione durante l’esercizio. Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali sono in riduzione di 7 milioni di euro per effetto principalmente dell’adeguamento del processo di ammortamento delle reti di distribuzione gas conseguente alla pubblicazione del bando di gara da parte del Comune di Milano per l’affidamento in concessione del servizio di distribuzione gas in ambito territoriale.

Gli “Accantonamenti per rischi” sono pari a 57 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e si riferiscono ad accantonamenti dell’esercizio effettuati a fronte di contenziosi in atto, nonché a cause in corso. Gli accantonamenti dell’esercizio in esame risentono soprattutto dell’accantonamento relativo al contenzioso per il progetto del teleriscaldamento nella città di Novara. L’“Accantonamento per rischi su crediti” presenta un valore di 22 milioni di euro (27 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il “**Risultato Operativo Netto**” ha raggiunto i 215 milioni di euro (362 milioni di euro al 31 dicembre 2014) in diminuzione di 147 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

Gli “**Oneri netti della gestione finanziaria**” sono risultati pari a 134 milioni di euro (165 milioni di euro al 31 dicembre 2014). La riduzione rispetto al precedente esercizio, pari a 31 milioni di euro, è riconducibile principalmente a minori interessi finanziari passivi netti sul debito per 23 milioni di euro legati al decremento dell’indebitamento medio ed agli effetti della strategia finanziaria implementata dal Gruppo, nonché a minori oneri di attualizzazione per 6 milioni di euro quale conseguenza dell’aumento dei tassi. Risulta sostanzialmente invariato rispetto al precedente esercizio l’andamento dei contratti su derivati finanziari.

La “**Quota di risultato di società consolidate ad equity**” è stata negativa per 4 milioni di euro (negativa per 45 milioni di euro al 31 dicembre 2014) ed è attribuibile alla svalutazione, per 7 milioni di euro, della partecipazione detenuta da A2A S.p.A. in Rudnik Uglja Ad Pljevlja al fine di adeguare il valore di iscrizione della partecipazione al valore risultante dall’esito dell’*Impairment Test* effettuato al 31 dicembre 2015 e alla valutazione positiva di altre partecipazioni per 3 milioni di euro.

Il precedente esercizio risentiva della svalutazione da *Impairment Test* della partecipazione detenuta in Ergosud S.p.A. per 54 milioni di euro.

Gli “**Oneri per imposte sui redditi**” nell’esercizio in esame sono risultati pari a 133 milioni di euro (179 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

A seguito della previsione di cui all’art. 1, comma 20, della Legge 23 dicembre 2014, n. 190 (cd. “Legge di stabilità 2015”), dal corrente periodo d’imposta viene dedotto dall’IRAP l’intero costo del lavoro relativo al personale dipendente con contratto a tempo indeterminato con conseguenti benefici, rispetto all’anno precedente, sia sulle imposte correnti che sulle imposte differite attive iscritte a fronte del Fondo benefici dipendenti. Sempre con riferimento all’IRAP, le imposte degli esercizi precedenti e quelle dell’esercizio recepiscono il nuovo criterio di calcolo, basato sull’applicazione dell’art. 6, co. 9, del Decreto Legislativo 15 dicembre 1997, n. 446 (metodo cd. delle “*holding industriali*”), introdotto a seguito della conferma positiva, da parte dell’Agenzia delle entrate, alla specifica richiesta di interpello presentata da A2A.

Inoltre per effetto della previsione dell’art. 1, co. 61, della Legge 208/2015, che ha disposto la riduzione del 3,50% dell’aliquota IRES a decorrere dal 1° gennaio 2017, con effetto per i periodi d’imposta successivi a quello in corso al 31 dicembre 2016, nel presente bilancio si è provveduto ad adeguare la consistenza della fiscalità anticipata e differita alla nuova aliquota (24%).

Il “**Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo**”, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti, è risultato positivo e pari a 73 milioni di euro (negativo per 37 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Il “**Capitale investito**” consolidato al 31 dicembre 2015 ammonta a 6.156 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 3.259 milioni di euro e nella Posizione Finanziaria per 2.897 milioni di euro. Il Capitale investito comprende attività/passività destinate alla vendita per 147 milioni di euro.

Il “**Capitale di funzionamento**” ammonta a 180 milioni di euro, in diminuzione di 168 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 principalmente per la riduzione delle rimanenze di gas e per la diminuzione delle attività per imposte correnti.

Il “**Capitale immobilizzato netto**”, è pari a 5.829 milioni di euro, in riduzione di 365 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 essenzialmente per la diminuzione delle immobilizzazioni materiali determinata dalle svalutazioni e dagli ammortamenti di competenza dell’esercizio nonché dalla riclassificazione, per 166 milioni di euro di immobilizzazioni materiali destinate alle vendite.

La “**Posizione finanziaria netta**”, pari a 2.897 milioni di euro, è in miglioramento di 466 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 a seguito della positiva generazione di cassa della gestione operativa, che ha permesso di finanziare le attività di investimento in immobilizzazioni materiali e immateriali per 341 milioni di euro e il pagamento dei dividendi per 113 milioni di euro.

Milioni di euro	31 12 2015	31 12 2014	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	5.829	6.194	(365)
- Immobilizzazioni materiali	5.067	5.625	(558)
- Immobilizzazioni immateriali	1.348	1.318	30
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	80	82	(2)
- Altre attività/passività non correnti (*)	(66)	(287)	221
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	308	323	(15)
- Fondi rischi, oneri e passività per scariche	(576)	(498)	(78)
- Benefici a dipendenti	(332)	(369)	37
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(143)	(383)	
Capitale di funzionamento	180	348	(168)
- Rimanenze	184	284	(100)
- Crediti commerciali e altre attività correnti (*)	1.652	1.846	(194)
- Debiti commerciali e altre passività correnti (*)	(1.684)	(1.865)	181
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	28	83	(55)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(37)	(28)	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	147	-	147
di cui con contropartita il Patrimonio netto	-	-	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	6.156	6.542	(386)
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	3.259	3.179	80
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	3.059	3.856	(797)
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(162)	(493)	331
Totale Posizione finanziaria netta	2.897	3.363	(466)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	27	51	
TOTALE FONTI	6.156	6.542	(386)

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

Milioni di euro	01 01 2015 31 12 2015	01 01 2014 31 12 2014
Posizione finanziaria netta all'inizio dell'esercizio	(3.363)	(3.874)
Risultato netto ^(*)	(57)	(30)
Ammortamenti	395	446
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	364	169
Risultato da partecipazioni valutate ad <i>equity</i>	4	45
Imposte nette pagate	(59)	(133)
Variazioni delle attività e delle passività ^(*)	249	443
Flussi finanziari netti da attività operativa	896	940
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(341)	(307)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(4)	-
Cessione di immobilizzazioni e partecipazioni	7	-
Dividendi incassati da partecipazioni	2	4
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(336)	(303)
Free cash flow	560	637
Dividendi pagati dalla capogruppo	(113)	(102)
Dividendi pagati dalle controllate	(5)	(4)
Cash flow da distribuzione dividendi	(118)	(106)
Variazione delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	24	(20)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	(2.897)	(3.363)

(*) Al netto dei saldi con contropartita il Patrimonio netto.
(**) Il Risultato netto è esposto al netto delle plusvalenze per cessioni di partecipazioni.

Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Bergamo e Brescia a led: nuovo progetto di illuminazione pubblica

Nella città di Bergamo, entro il mese di luglio del 2016, 15 mila punti luce (su un totale di 18 mila) utilizzeranno apparecchi a led, grazie al piano di sostituzione realizzato dal Gruppo A2A, una scelta innovativa che garantirà uguale efficienza e pari resa luminosa, un risparmio di quasi il

50% dei consumi complessivi e di 3,15 milioni di euro in nove anni sulla “bolletta” del Comune di Bergamo.

Grazie alla nuova illuminazione il consumo annuo per lampada verrà quasi dimezzato. Nel complesso si passa da 8,8 milioni di kWh annui a 5 milioni di kWh.

L'ammontare degli investimenti a carico del Gruppo A2A per sostituire tutti i corpi illuminanti della città è di circa 3,6 milioni di euro.

Entro il 2016 tutti i punti luce di Brescia, circa 43 mila, utilizzeranno apparecchi a *led* grazie ad un piano di sostituzione voluto dal Comune di Brescia e realizzato dal Gruppo A2A, una scelta innovativa che garantirà uguale efficienza e pari resa luminosa, un risparmio del 39% dei consumi e di 8 milioni di euro in 10 anni sulla “bolletta” del Comune di Brescia.

Il 39% di energia elettrica in meno corrisponde ad un risparmio annuale di più di 1.300 TEP (tonnellate equivalenti di petrolio), pari al consumo annuo di circa 1.500 automobili, e consentirà di evitare l'emissione in atmosfera di 2.700 tonnellate di CO₂.

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

L'ammontare degli investimenti a carico del Gruppo A2A nella città di Brescia per sostituire tutti i corpi illuminanti è di 12 milioni di euro. Nel mese di dicembre 2015, la trasformazione a *led* dell'illuminazione pubblica cittadina è arrivata al 60%.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

L'emissione, destinata esclusivamente a investitori istituzionali, ha registrato ordini corrispondenti a dodici volte l'ammontare offerto. Le obbligazioni hanno una cedola annua di 1,75%, cedola ai livelli minimi per il Gruppo A2A, e sono state collocate ad un prezzo di emissione pari a 99,221%, con uno *spread* di 110 punti base rispetto al tasso di riferimento *midswap*. Le obbligazioni sono regolate dalla legge inglese e ne è stata richiesta l'ammissione alla quotazione sul mercato regolamentato della Borsa del Lussemburgo in data 25 febbraio 2015, subordinatamente alla sottoscrizione della relativa documentazione contrattuale. L'emissione, destinata al rimborso di una quota parte del debito esistente, consentirà di ridurre il tasso medio del debito del Gruppo A2A e, in linea con la strategia finanziaria, allungare la durata media del debito e ottimizzare il profilo temporale delle scadenze.

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

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

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

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

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

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

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

In data 24 marzo 2015 la Carlo Tassara S.p.A. ha intentato una causa in sede civile contro A2A S.p.A. e il colosso francese EDF per gli “ingentissimi danni subiti al valore della propria partecipazione in Edison”, nel riassetto del gruppo energetico risalente al 2012.

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

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

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

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

Alla data di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2015 i due azionisti detenevano una quota partecipativa pari al 50% più due azioni che consente alle due municipalità di mantenere il controllo sulla società.

Termovalorizzatore di Acerra: istituito osservatorio regionale ambientale

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

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

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

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

In data 9 aprile 2015 il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha esaminato e approvato il Piano Strategico 2015-2019 del Gruppo. È il primo piano strategico predisposto dalla nuova *governance* della società, guidata dal Presidente Giovanni Valotti e dall'Amministratore Delegato Luca Valerio Camerano, entrambi nominati nel giugno del 2014.

Obiettivo principale del Piano è rilanciare e ridisegnare il Gruppo A2A, avviando un percorso di riposizionamento strategico che consegnerà nel 2020 una *multiutility* più moderna, *leader* nell'ambiente, nelle reti intelligenti e nei nuovi modelli dell'energia, più equilibrata e profittevole, in grado di cogliere le opportunità che si apriranno nella *Green Economy* e nelle *Smart City*.

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

1. Ristrutturazione e riduzione dell'esposizione nel comparto termoelettrico;
2. Rilancio degli investimenti nelle aree chiave dell'ambiente, delle reti e del mercato libero dell'energia;
3. Ridisegno della *mission* del Gruppo A2A per cogliere le opportunità del futuro.

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

In tema di investimenti, è stato previsto il rilancio degli investimenti finalizzati allo sviluppo (1,4 miliardi di euro su un totale di 2,1 miliardi di euro di investimenti complessivi inclusi quelli di mantenimento di Gruppo) con l'obiettivo di rafforzare la propria *leadership* in settori caratterizzati da ottime prospettive di sviluppo e marginalità in crescita. In particolare:

- nel settore ambiente è previsto un rafforzamento della presenza nel segmento di trattamento della frazione residua a valle della raccolta differenziata – circa 1 milione di tonnellate - sia attraverso crescita organica sia attraverso mirate operazioni di acquisizione, e un rinnovato impegno nelle attività di ingegneria ed EPC, in Italia e all'estero. Anche la raccolta di rifiuti registrerà una crescita degli abitanti serviti al 2019 del 20% rispetto al 2014. Il rilancio dell'ambiente contribuirà alla crescita del Margine Operativo Lordo per circa 54 milioni di euro;

- nel comparto della distribuzione del gas naturale sono previsti investimenti finalizzati a consolidare e rafforzare la presenza del Gruppo nei territori presidiati a seguito della partecipazione ai bandi di gara in fase di definizione per l'affidamento del servizio (+13% dei punti di riconsegna del gas a fine piano rispetto al 2014 e più 19 milioni di euro);
- il teleriscaldamento sarà ulteriormente sviluppato generando al 2019 una crescita del 18% dei volumi erogati e circa 28 milioni di euro di Margine Operativo Lordo rispetto al 2014, attraverso l'ottimizzazione della rete esistente, il potenziamento delle fonti di calore maggiormente competitive e sfruttando la presenza consolidata del Gruppo A2A nei principali centri urbani della Lombardia, molti dei quali ancora oggi caratterizzati da bassi livelli di penetrazione;
- il segmento *retail* del *business* energia sarà caratterizzato da un'importante fase di espansione, nella continuità delle linee strategiche già delineate, con significativi investimenti destinati a rafforzare i canali di vendita per triplicare i clienti serviti sia nel mercato libero del gas sia dell'energia elettrica nel periodo 2015-2019. Il contributo alla crescita del Margine Operativo Lordo è atteso in circa 53 milioni di euro;
- anche il margine di EPCG, controllata montenegrina del Gruppo, evidenzia una crescita nel corso dell'arco temporale del Piano (circa +60 milioni di euro al 2019) determinata dall'aumento della produzione, da ulteriori efficientamenti operativi e dall'attesa evoluzione tariffaria a partire dal 2016.

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

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

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

- realizzazione di un'organizzazione efficace, orientata al raggiungimento dei risultati, con *Business Units* dedicate, *staff* efficienti, *governance* semplificata ed una maggiore delega al *management*;
- efficienza operativa: oltre a proseguire nel percorso di identificazione e realizzazione di iniziative di efficienza operativa (previsti in arco piano risparmi per circa 130 milioni di euro di costi operativi), è stato avviato un ambizioso progetto "En&A" (non ancora valorizzato nei numeri di piano) di revisione dei processi *Corporate* e *Business* del Gruppo in un'ottica

di miglioramento continuo. Obiettivo del progetto è quello di aumentare l'efficienza e l'efficacia dei processi aziendali, migliorando contestualmente la flessibilità e garantendo un puntuale presidio operativo;

- politica dei dividendi in crescita in linea con lo sviluppo del piano, ma compatibile con il rafforzamento della solidità finanziaria e patrimoniale del Gruppo. Il Piano Strategico prevede la conferma per gli anni 2015 e 2016 (DPS pari a circa 3,6 centesimi di euro) del dividendo 2014 a sua volta incrementato del 10% rispetto al 2013. Una significativa crescita è prevista per gli anni successivi di piano in coerenza con lo sviluppo dei risultati industriali e con il contestuale rafforzamento degli indici di solvibilità finanziaria ai fini del mantenimento di un profilo di rischio del debito coerente con un *rating* di solido “*Investment Grade*”;
- dialogo teso alla valorizzazione dei dipendenti e alla qualità della vita nei territori. In tale ambito, al fine di sviluppare la partecipazione attiva ed il merito, sono stati lanciati alcuni importanti progetti, tra i quali il Progetto *Gulliver*, dedicato alla rotazione delle competenze e delle esperienze lavorative all'interno dell'azienda, il Progetto Futura2a, finalizzato allo sviluppo dei giovani talenti, alla loro *retention* e allo sviluppo dell'innovazione;
- gestione di progetti trasversali con il ricorso a PMO scelti fra i giovani del Gruppo;
- lancio dei Bilanci di Sostenibilità territoriali accompagnati da impegni puntuali assunti nei forum degli *stakeholder*;
- iniziative per il miglioramento della qualità della rendicontazione progetti, attività e risultati d'azienda;
- digitalizzazione e trasformazione tecnologica: 8 progetti per la trasformazione digitale e tecnologica del Gruppo A2A, attraverso un uso più ampio e moderno dei canali digitali ed un nuovo posizionamento del marchio aziendale, con lo scopo di acquisire nuovi clienti, sviluppare il *cross-selling*, ampliare l'offerta di servizi e preservare il livello di qualità del servizio, oggi ai vertici del settore.

Nell'ambito delle fasi di attuazione del Piano Industriale 2015-2019, che ha messo al centro della strategia aziendale il rafforzamento delle relazioni con i territori, i valori della sostenibilità ambientale economica e sociale, in data 12 novembre il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha deliberato di dare attuazione a un impegnativo programma di sviluppo delle attività di *Corporate Social Responsibility*, in linea con le migliori pratiche internazionali.

Gli interventi si concentreranno su quattro aree:

- estensione a 7 ambiti territoriali del modello di coinvolgimento degli *stakeholder*, basato su forum e bilanci di sostenibilità territoriali, sperimentato nei mesi scorsi a Brescia;
- approvazione del Bilancio di Sostenibilità 2015 in Assemblea dei Soci e successiva evoluzione in un *Report Integrato* secondo gli *standard* del *framework* dell'*International Integrated Reporting Council* (IIRC);
- definizione di un nuovo Piano di Sostenibilità 2016-2019 e introduzione di obiettivi di sostenibilità ambientale e sociale nel sistema di incentivazione del *management*;

- sviluppo di programmi di formazione interna per consolidare un approccio condiviso alla sostenibilità.

Il medesimo Consiglio di Amministrazione ha deliberato di estendere la competenza del Comitato per il Territorio ai temi della sostenibilità modificando la sua denominazione in “Comitato per il Territorio e la Sostenibilità” e la sua composizione come segue: Stefano Pareglio – Presidente, Elisabetta Ceretti, Luigi De Paoli e Giovanni Valotti - Componenti.

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

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

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

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

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

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

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

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

Nel 2015 gli interventi sono avvenuti in due fasi, ed in particolare:

- fino ad ottobre 2015 si è proceduto con la sostituzione di 75.000 contatori e con la sperimentazione in radio frequenza su 10.000 contatori in specifiche aree di Milano e Brescia;

- da ottobre a dicembre 2015 ha avuto luogo la seconda fase che comporterà la sostituzione della restante quantità necessaria al raggiungimento dell'obiettivo fissato dalla delibera.

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

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

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

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

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

A2A S.p.A.: Assemblea degli Azionisti

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

- deliberato la nomina ad amministratori della Società di Giambattista Brivio e Maria Elena Costanza Bruna Cappello, che resteranno in carica fino alla scadenza dell'attuale Consiglio di Amministrazione e cioè fino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016;
- approvato il bilancio della Società per l'esercizio 2014, unitamente alla proposta formulata dal Consiglio di Amministrazione di distribuire un dividendo per azione ordinaria pari a 0,0363 euro;
- espresso voto favorevole sulla prima parte della Relazione sulla Remunerazione 2015;
- autorizzato - previa revoca della deliberazione di autorizzazione all'acquisto e disposizio-

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Tale restituzione è ancora in fase di approvazione presso la *Security Commission* Montenegrina. Tale approvazione costituisce condizione necessaria per la finalizzazione del rimborso di capitale.

Arbitrato Asm Novara S.p.A.

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

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

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

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

Della questione A2A S.p.A. ha informato il mercato a partire dalla Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2012 e nello specifico paragrafo “Altre informazioni” del fascicolo del bilancio consolidato sono riportati tutti gli elementi e gli aggiornamenti sul contenzioso in essere.

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

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

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

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

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

EPCG Montenegro: proroga degli accordi che regolano la gestione

A2A S.p.A. e il Governo del Montenegro avevano concordato di estendere i diritti di gestione di A2A S.p.A. in EPCG, regolati dagli accordi in essere dal 2009, fino al 30 settembre 2015 in virtù dell'ulteriore proroga, in modo da consentire la prosecuzione delle negoziazioni già avviate per la continuazione della *partnership* in tema di redditività e di scelte di investimento, di definizione e stabilità di un nuovo piano regolatorio e infine di autonomia ed efficienza gestionale.

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

In questo ultimo periodo A2A S.p.A. e il Governo del Montenegro hanno cominciato la discussione sui nuovi Patti Parasociali, e hanno condiviso alcuni temi principali che saranno parte fondante di tali nuovi accordi, come per esempio la continuazione dei diritti di gestione di A2A attraverso la nomina dei manager principali e la definizione di possibili opzioni di *way-out* per A2A da EPCG.

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

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

L'obiettivo dell'operazione da parte di A2A è quello di creare sinergie derivanti dalla gestione efficiente di più impianti siti nella stessa zona. A2A, infatti, detiene altri impianti di produzione simili (impianti a ciclo combinato) e situati nella zona in questione (Nord). Attraverso la gestione di più impianti vicini, infatti, è possibile ottimizzarne gli assetti e i profili di carico. I vantaggi che A2A ritiene si possano generare dall'operazione sono in particolare i seguenti:

- l'ottimizzazione dei costi di logistica del gas naturale: mediante una gestione congiunta di più impianti situati nella stessa zona del mercato elettrico e nello stesso ambito della rete gas, sarà possibile ottimizzare la capacità massima giornaliera prenotata a parità di produzione complessiva;
- funzionamento più efficiente delle unità di produzione: la gestione sinergica di più impianti consentirà ad A2A di pianificare assetti più efficienti per ciascuno di essi, evitando di farne produrre un numero elevato a bassi fattori di carico (che sono caratterizzati da rendimenti più bassi, coefficienti emissivi più alti e costi unitari di manutenzione più elevati) e riducendo le operazioni di accensione e spegnimento, con un conseguente beneficio per il sistema in termini di efficienza di trasformazione;

- gestione più efficiente della capacità disponibile: mediante la programmazione unificata delle manutenzioni, consente di evitare situazioni di contemporanea indisponibilità delle varie unità e di evitare così di perdere opportunità di mercato, garantendo al sistema anche una maggiore sicurezza per la rete.

Gruppo A2A e Comune di Milano: piano di interventi pubblici per rinnovare la rete elettrica della città

Nei primi giorni di luglio 2015 si sono verificate eccezionali condizioni climatiche di caldo, sia per intensità che per durata, che hanno interessato la città di Milano: si è registrato un rilevante incremento del carico elettrico della rete, che ha raggiunto il record storico di 1.625 MW (+30% rispetto alla media) che ha determinato un aumento del numero di guasti.

Il Gruppo A2A ha quindi concordato con il Comune di Milano il piano per rinnovare entro 3 anni i giunti elettrici di tutta la rete elettrica in città con un investimento totale stimato in 13 milioni di euro. Si è previsto che verranno effettuati circa 300 interventi di scavo al mese per sostituire i giunti della rete elettrica non più idonei a sostenere i carichi elettrici eccezionali.

Gruppo A2A: estensione della rete di teleriscaldamento

A dicembre 2015 il teleriscaldamento ha raggiunto anche il Duomo di Milano e la Veneranda Fabbrica del Duomo. Il calore necessario al loro riscaldamento è prelevato dalla centrale di geo-cogenerazione di Canavese, un impianto innovativo per la produzione di calore che sfrutta l'energia geotermica del sottosuolo. Si tratta di una nuova energia termica prodotta da fonti rinnovabili e da impianti di cogenerazione.

La diffusione del teleriscaldamento nel centro della città eviterà l'emissione in atmosfera di polveri inquinanti dovute alla combustione di gasolio per circa 500 mila litri l'anno, e di gas metano per circa 700 mila metri cubi all'anno.

A fine 2015, la sola rete di teleriscaldamento del Gruppo A2A posata nell'area metropolitana della città di Milano fornisce energia termica ad oltre 185 mila appartamenti equivalenti, con un incremento della volumetria servita del 6% rispetto all'anno precedente, portando a circa 45 milioni i metri cubi riscaldati dalla rete.

A2A S.p.A.: acquisto del 2% del capitale sociale di Acsm-Agam S.p.A.

A seguito dell'aggiudicazione dell'Asta Pubblica indetta dal Comune di Monza per la cessione in un'unica soluzione del 2% del capitale sociale della società Acsm-Agam S.p.A., pari a 1.532.382 azioni ordinarie detenute dal Comune di Monza, A2A S.p.A. ed il Comune di Monza hanno sottoscritto il contratto di compravendita di azioni ad un prezzo di 2.451.811,20 euro, pari a 1,60 euro per azione.

Con il perfezionamento dell'operazione di acquisizione, avvenuto in il 23 dicembre 2015, A2A S.p.A. è titolare del 23,9% del capitale sociale di Acsm-Agam S.p.A..

L'operazione si è svolta nel rispetto dei limiti di trasferimento delle azioni previsti dal Patto Parasociale in essere tra A2A S.p.A., il Comune di Monza ed il Comune di Como.

Edipower S.p.A.: stipulato atto di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A.

In data 28 dicembre 2015 è stato stipulato l'atto di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A..

Per effetto di tale operazione viene assegnato a Cellina Energy S.r.l., società interamente partecipata da SEL - Società Elettrica Altoatesina - S.p.A., il compendio costituito dagli impianti idroelettrici di titolarità di Edipower S.p.A. costituenti il cd. "Nucleo di Udine", fatta eccezione per gli impianti idroelettrici di Ampezzo e Somplago, insieme ai rapporti giuridici attivi e passivi ad essi funzionali, unitamente ad un esborso di cassa per complessivi 38,5 milioni di euro. SEL S.p.A., titolare di una partecipazione in Edipower S.p.A. pari all'8,54%, a sua volta acquisisce le quote partecipative detenute dai Soci Finanziari Banca Popolare di Milano S.c.a.r.l., Fondazione Cassa di Risparmio di Torino e Mediobanca - Banca di Credito Finanziario S.p.A., pari all'11,96% del capitale sociale di Edipower S.p.A..

La scissione avrà efficacia con decorrenza dal 1° gennaio 2016 ed è previsto un meccanismo di aggiustamento in relazione alla situazione patrimoniale del compendio scisso al 31 dicembre 2015. A valle di tale operazione, il capitale sociale di Edipower S.p.A. sarà interamente detenuto da A2A S.p.A..

Il progetto di scissione parziale non proporzionale di Edipower S.p.A., che rientra nell'ambito degli accordi sottoscritti in occasione dell'operazione di acquisizione di Edipower S.p.A. avvenuta il 24 maggio 2012, era stato approvato in data 26 ottobre 2015 dalle assemblee straordinarie di Edipower S.p.A. e di Cellina Energy S.r.l..

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2015

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

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

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

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

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

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

Brescia: nuovo sistema per la raccolta differenziata dei rifiuti

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

A2A S.p.A: avviato il programma di *buy back*

In forza della delibera dell'Assemblea degli Azionisti dello scorso 11 giugno 2015, A2A S.p.A. ha avviato un programma di acquisto di azioni proprie.

Il piano di *buy back* punta a perseguire finalità di sviluppo, tra le quali spiccano le operazioni connesse a progetti industriali per i quali è prevista l'opportunità di scambi azionari.

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

A2A S.p.A., tra il 16 febbraio 2016 e il 31 marzo 2016, ha riacquistato 35.000.000 azioni proprie, per un controvalore complessivo pari a 37.177.740 euro. A seguito degli acquisti finora effettuati, A2A S.p.A. detiene 61.917.609 azioni proprie pari all'1,976% del capitale sociale.

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

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

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

La nuova società, compresa nell'ambito delle società coordinate dalla *Business Unit* Reti e Calore del Gruppo A2A, ha più di 1.500 dipendenti e realizza un fatturato maggiore di 600 milioni

di euro; la società unica delle reti effettuerà investimenti pari a circa 600 milioni di euro nel periodo 2016-2020; l'operazione consentirà inoltre una maggiore facilità di sviluppo del *business* sia in termini di gare gas sia in tema di possibili acquisizioni.

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

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

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

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

Indagine sulle presunte violazioni della normativa sul *Public Procurement* in EPCG

A2A S.p.A. ha acquisito la partecipazione – attualmente del 41,7% – in EPCG mediante gara internazionale svoltasi nel 2009, e in forza del c.d. “*EPCG Agreement*” del 3 settembre 2009 ha acquisito il diritto di gestire la società, nominando l'*Executive Director* (CEO) e gli *Executive Manager*.

Nell'ambito della gestione di EPCG da parte di A2A, anche al fine di rispettare gli specifici *indicator* previsti dall'*EPCG Agreement*, a far data dal 2010, A2A S.p.A. e, a far data dal 2011, A2A Reti Elettriche (ora Unareti S.p.A.), hanno prestato a favore di EPCG servizi miranti a

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

Nell'ampio novero dei servizi erogati erano inclusi anche servizi di consulenza resi a beneficio di EPCG da società specializzate, esterne al Gruppo A2A, i costi dei quali venivano prima fatturati ad A2A S.p.A. nell'ambito di una più complessa e organica attività di consulenza prestata a favore dell'intero Gruppo A2A e, successivamente, da A2A S.p.A. addebitati a EPCG per le attività eseguite a favore della stessa.

In considerazione della rilevanza sinergica dei servizi infragruppo richiesti da EPCG ad A2A, EPCG ha richiesto e ottenuto, dalla Commissione statale per il Controllo delle Procedure di *Public Procurement*, una formale esenzione – datata 6 settembre 2010 – con la quale viene sancita la non necessità per EPCG di applicare le procedure previste dalla legge sul *Public Procurement* allo scopo di acquistare servizi da A2A S.p.A., A2A Reti Elettriche e talune altre (nominativamente identificate) società controllate da A2A S.p.A..

Sotto un diverso profilo, i contratti di servizi tra EPCG e A2A S.p.A. – i quali, pur beneficiando della succitata esenzione, avrebbero necessitato dell'approvazione del Consiglio di Amministrazione di EPCG – non sarebbero stati esplicitamente approvati dal Consiglio di Amministrazione, che ha comunque approvato il *budget* di ciascuna annualità in cui sono inclusi i costi summenzionati. Pertanto, i contratti di servizi relativi alle annualità 2010, 2011 e 2012 sono stati sottoscritti dal CEO pro tempore di EPCG. In esecuzione di tali contratti A2A S.p.A. ha fatturato con riferimento alle predette annualità un totale di 7,75 milioni di euro a carico di EPCG, la quale ne ha pagato solo una quota pari a 4,34 milioni di euro.

Per le annualità 2013, 2014 e 2015, in assenza di uno specifico accordo fra i soci in merito alla formalizzazione di uno specifico contratto di servizi A2A non ha proceduto a fatturazioni, sebbene un ampio novero di servizi sia stato effettivamente reso a beneficio di EPCG anche in tali annualità, e A2A ne abbia sostenuto i relativi oneri.

Inoltre, verrebbero contestati taluni servizi di consulenza, relativi al periodo 2011 e 2012 ed ammontanti a circa 2 milioni di euro, acquisiti da parte di EPCG direttamente da società di consulenza esterne al Gruppo A2A.

All'inizio del 2014 il locale "Partito dei Disabili e dei Pensionati" ha proposto un'interpellanza parlamentare e depositato un esposto al Procuratore Speciale in relazione ai contratti di servizi stipulati da EPCG con A2A e con società di consulenza esterne al Gruppo A2A. Successiva-

mente, a novembre 2014 la Polizia montenegrina ha rivolto a EPCG una richiesta di documenti e dati che è stata pienamente riscontrata dal *management* di EPCG nel mese successivo. Due ulteriori richieste d'informazioni e di documentazione integrativa furono poi sottoposte a EPCG direttamente dal Procuratore Speciale ad agosto 2015 e a febbraio 2016, e in entrambi i casi il *management* di EPCG ha risposto in modo esaustivo alle richieste degli inquirenti.

Sino a tal momento pertanto EPCG aveva registrato unicamente richieste di documentazione alle quali aveva tempestivamente replicato, ed EPCG così come A2A non avevano quindi – sino al 15 aprile 2016 – ritenuto che da tali richieste d'informazioni potessero derivare azioni tali da configurare un rischio se non remoto – personale o patrimoniale – a carico dei propri dipendenti e/o delle società stesse.

Il 15 aprile 2016 l'ex CFO nominato da A2A in EPCG, dimessosi da tale incarico solo qualche giorno prima per ragioni del tutto estranee al tema in esame, è stato arrestato dalla Polizia montenegrina su ordine del Procuratore Speciale. Gli atti d'indagine sono tuttora coperti da segreto istruttorio e non è quindi ancora noto né ad A2A né a EPCG il capo d'imputazione addebitatogli. Tuttavia, sulla base di quanto pubblicato sulla stampa locale, l'ex CFO nominato da A2A sarebbe accusato – insieme a due precedenti *manager* di EPCG di nomina A2A, e a tre funzionari montenegrini di EPCG – di abuso d'ufficio nella gestione dei contratti di servizi stipulati dalla stessa EPCG, in quanto sarebbero stati stipulati senza rispettare la normativa locale in materia di *Public Procurement*.

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

Sulla base delle valutazioni effettuate, di quanto precede e delle limitate informazioni ad oggi disponibili, inclusa l'incertezza sui capi di imputazione nei confronti dei soggetti indagati e del fatto che A2A e altre società del Gruppo non sono al momento destinatarie di alcun provvedimento, A2A ritiene che il rischio di un suo coinvolgimento, diretto o indiretto, in termini di potenziali sanzioni applicabili e/o di azioni risarcitorie o di manleva, possa essere valutato come “possibile”. Allo stato degli atti e per gli stessi motivi qui esposti risulta inoltre impossibile quantificare in termini attendibili l'importo delle stesse azioni risarcitorie o sanzionatorie, dirette o indirette.

In considerazione di quanto precede, la Società - in applicazione dello IAS 37 - ha ritenuto corretto trattare la fattispecie in questione fornendo adeguata informativa e non stanziando specifico fondo rischi.

Evoluzione prevedibile della gestione

Il 2016 è iniziato con forti tensioni sul mercato delle materie prime, con prezzi dell'energia e *spreads* in contrazione. Solo nelle ultime settimane si è registrata una inversione di tendenza nel prezzo del *Brent* che tuttavia, ad oggi, non si è ancora riflessa nel prezzo delle *commodities* (gas e, conseguentemente, PUN) ad esso correlate. Il Gruppo, parzialmente esposto al variare del prezzo delle *commodities*, beneficia di coperture, realizzate nell'esercizio precedente, su circa il 60% della propria esposizione netta che, conseguentemente, garantiscono una buona – seppure non integrale – copertura dei propri margini. L'anno in corso sarà caratterizzato dalla realizzazione delle numerose iniziative industriali previste dal Piano Strategico, investimenti, riduzione di costi ed operazioni di M&A (incluse le aggregazioni territoriali) in primis e, nonostante le sopra citate tensioni sui mercati, è atteso concludersi con una buona redditività ordinaria.

Proposta di copertura della perdita dell'esercizio al 31 dicembre 2015 e distribuzione del dividendo

Il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di proporre:

- all'Assemblea ordinaria di deliberare la copertura della perdita dell'esercizio al 31 dicembre 2015 (pari a euro 73.487.107) mediante utilizzo di pari importo delle riserve in sospensione di imposta "moderata" di cui alla Legge n. 342/2000;
- all'Assemblea straordinaria di deliberare la riduzione definitiva delle riserve in sospensione di imposta "moderata" di cui alla Legge n. 342/2000 da euro 198.270.129 a euro 124.783.022, in conseguenza del loro utilizzo per la copertura della perdita dell'esercizio al 31 dicembre 2015;
- all'Assemblea ordinaria di deliberare la distribuzione di un dividendo ordinario pari a 0,041 euro per ciascuna delle azioni ordinarie in circolazione (corrispondente ad un monte dividendi pari a circa 126 milioni di euro), in crescita di circa il 13% rispetto all'esercizio precedente, prelevando l'importo dalle Altre Riserve disponibili.

Il dividendo sarà pagato a decorrere dal 22 giugno 2016 (data stacco cedola 20 giugno 2016 – *record date* 21 giugno 2016).

Il Consiglio di Amministrazione





0.5

Analisi dei principali
settori di attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Milioni di euro	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente		
	01 01 15 31 12 15	01 01 14 31 12 14	01 01 15 31 12 15	01 01 14 31 12 14	01 01 15 31 12 15	01 01 14 31 12 14	
Ricavi	2.755	2.823	1.333	1.483	809	794	
- di cui intersettoriali	722	827	45	69	81	93	
Margine Operativo Lordo	348	328	102	87	210	222	
% sui Ricavi	12,6%	11,6%	7,7%	5,9%	26,0%	28,0%	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(293)	(361)	(19)	(22)	(63)	(98)	
Risultato operativo netto	55	(33)	83	65	147	124	
% sui Ricavi	2,0%	(1,2%)	6,2%	4,4%	18,2%	15,6%	
Risultato da transazioni non ricorrenti							
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria							
Risultato al lordo delle imposte							
Oneri per imposte sui redditi							
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte							
Risultato netto da attività operative cessate							
Risultato di pertinenza di terzi							
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo							
Investimenti lordi ⁽¹⁾	65 (a)	42	4	6	59	41	

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

(a) Comprendono acconti in conto capitale per 1 milione di euro.

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

Milioni di euro	Generazione e Trading		Commerciale		Ambiente		
	31 12 15	31 12 14	31 12 15	31 12 14	31 12 15	31 12 14	
Immobilizzazioni materiali	2.381	2.711	2	2	437	433	
Immobilizzazioni immateriali	75	90	63	64	12	12	
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	735	776	547	578	284	352	
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	782	905	360	393	233	258	

	Calore e Servizi		Reti		EPCG		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	01 01 15 31 12 15	01 01 14 31 12 14	01 01 15 31 12 15	01 01 14 31 12 14	01 01 15 31 12 15	01 01 14 31 12 14	01 01 15 31 12 15	01 01 14 31 12 14	01 01 15 31 12 15	01 01 14 31 12 14	01 01 15 31 12 15	01 01 14 31 12 14
	246	252	669	676	242	240	186	189	(1.319)	(1.473)	4.921	4.984
	26	37	274	273	-	-	171	174	(1.319)	(1.473)		
	74	61	279	281	53	66	(18)	(21)			1.048	1.024
	30,1%	24,2%	41,7%	41,6%	21,9%	27,5%	(9,7%)	(11,1%)			21,3%	20,5%
	(31)	(40)	(88)	(90)	(280)	(38)	(59)	(13)			(833)	(662)
	43	21	191	191	(227)	28	(77)	(34)			215	362
	17,5%	8,3%	28,6%	28,3%	(93,8%)	11,7%	(41,4%)	(18,0%)			4,4%	7,3%
											(1)	9
											(138)	(210)
											76	161
											(133)	(179)
											(57)	(18)
											-	-
											130	(19)
											73	(37)
	52	69	125	114	27	25	9	10	-	-	341	307

	Calore e Servizi		Reti		EPCG		Altri Servizi e Corporate		Elisioni		Totale Gruppo	
	31 12 15	31 12 14	31 12 15	31 12 14	31 12 15	31 12 14	31 12 15	31 12 14	31 12 15	31 12 14	31 12 15	31 12 14
	582	561	1.008	990	568	818	184	209	(95)	(99)	5.067	5.625
	34	34	1.323	1.290	3	3	52	54	(214)	(229)	1.348	1.318
	99	110	248	264	237	210	72	124	(566)	(697)	1.656	1.717
	81	100	206	230	37	25	733	206	(570)	(686)	1.862	1.431

Risultati per settore di attività

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

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

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

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

Business Unit Generazione e Trading

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

Business Unit Commerciale

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

Business Unit Ambiente

L'attività della *Business Unit* è relativa alla gestione del ciclo integrato dei rifiuti, dalla raccolta e spazzamento, al trattamento, smaltimento e recupero di materia ed energia.

In particolare, l'attività di raccolta e spazzamento si riferisce prevalentemente alla pulizia delle strade e al prelievo dei rifiuti per il trasporto a destinazione.

Il trattamento dei rifiuti, invece, costituisce l'attività svolta in centri dedicati per la trasformazione dei rifiuti al fine di renderli idonei al recupero di materia.

Infine, l'attività di smaltimento dei rifiuti urbani e speciali in impianti di combustione o in discarica assicura l'eventuale recupero energetico mediante la termovalorizzazione o sfruttamento del biogas.

Business Unit Calore e Servizi

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

(1) Potenza installata complessivamente pari a 8,9 GW.

Business Unit Reti

L'attività della *Business Unit* riguarda la gestione tecnico-operativa di reti di distribuzione di energia elettrica, di trasporto e distribuzione di gas naturale e la gestione dell'intero ciclo idrico integrato (captazione delle acque, gestione degli acquedotti, distribuzione idrica, gestione di reti fognarie, depurazione). Sono altresì comprese le attività relative all'illuminazione pubblica, agli impianti di regolazione del traffico, alla gestione delle lampade votive e servizi di progettazione impianti.

Business Unit EPCG

La *Business Unit* comprende le attività svolte dalla partecipata Elektroprivreda Crne Gore AD Nikšić (EPCG)⁽²⁾ in relazione alla produzione e vendita di energia elettrica in Montenegro e la gestione tecnica operativa delle relative reti di distribuzione elettrica.

Altri Servizi e Corporate

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

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

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

Business Unit Generazione e Trading

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

Dati quantitativi - Settore energia elettrica

GWh	31 12 2015	31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
FONTI				
Produzioni nette	12.903	11.633	1.270	10,9%
- produzione termoelettrica	8.429	5.540	2.889	52,1%
- produzione idroelettrica	4.471	6.090	(1.619)	(26,6%)
- produzione fotovoltaica	3	3	-	-
Acquisti	39.288	39.619	(331)	(0,8%)
- borsa	7.516	7.097	419	5,9%
- grossisti	5.397	8.826	(3.429)	(38,9%)
- portafoglio di Trading/Service	26.375	23.696	2.679	11,3%
TOTALE FONTI	52.191	51.252	939	1,8%
USI				
Vendite a Retailer del Gruppo	5.246	5.624	(378)	(6,7%)
Vendite ad altri grossisti	10.667	9.260	1.407	15,2%
Vendite in borsa	9.903	12.672	(2.769)	(21,9%)
Portafoglio di Trading/Service	26.375	23.696	2.679	11,3%
TOTALE USI	52.191	51.252	939	1,8%

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

Nel periodo in esame la produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 12.903 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 39.288 GWh, per una disponibilità complessiva di 52.191 GWh.

La produzione evidenzia una crescita del 10,9% rispetto all'anno precedente. In particolare, la riduzione della produzione idroelettrica (-26,6%) dovuta alla straordinaria idraulicità registrata nell'esercizio 2014 è stata più che compensata da un incremento della produzione termoelettrica (+52,1%) determinato da una maggiore intermediazione sul mercato dei servizi di dispacciamento anche a seguito delle alte temperature registrate nel terzo trimestre 2015 e dalla ripartenza della centrale di Chivasso.

Gli acquisti di energia elettrica si sono attestati a 39.288 GWh (39.619 GWh al 31 dicembre 2014): i minori acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso sono stati in parte compensati dalle maggiori quantità intermedie nell'ambito dell'attività di *trading*.

Nello stesso periodo la crescita delle vendite sui mercati all'ingrosso (+15,2%) ha più che compensato la riduzione delle vendite alla *Business Unit Commerciale* (-6,7%), determinando una minore esposizione sui mercati *spot* (-21,9%).

Le quantità di energia elettrica intermedie nell'ambito dell'attività di *trading* registrano un incremento dell'11,3%.

Complessivamente nel 2015 le vendite di energia elettrica della *Business Unit Generazione e Trading* si sono attestate a 52.191 GWh (51.252 GWh al 31 dicembre 2014).

Dati quantitativi - Settore gas

<i>Milioni di mc</i>	31 12 2015	31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
FONTI				
Approvvigionamenti	2.570	2.127	443	20,8%
Prelievi da magazzino	-	(71)	71	(100,0%)
Autoconsumi/GNC	(12)	(10)	(2)	20,0%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	1.001	1.653	(652)	(39,4%)
TOTALE FONTI	3.559	3.699	(140)	(3,8%)
USI				
Usi <i>Business Unit Commerciale</i>	1.142	1.114	28	2,5%
Usi termoelettrici	875	523	352	67,3%
Usi <i>Business Unit Calore e Ambiente</i>	106	99	7	7,1%
Grossisti	435	310	125	40,3%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	1.001	1.653	(652)	(39,4%)
TOTALE USI	3.559	3.699	(140)	(3,8%)

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

Nell'esercizio 2015 i volumi di gas venduti si attestano a 3.559 milioni di metri cubi, in riduzione del 3,8% rispetto al 2014 (3.699 milioni di metri cubi). Sono risultati in aumento i volumi venduti per usi termoelettrici (+67,3%, anche a seguito delle alte temperature rilevate nel terzo trimestre dell'anno) e i volumi venduti sui mercati all'ingrosso (+40,3%), mentre si registra una riduzione dei volumi di gas intermediati nell'ambito del Portafoglio di *Trading* (-39,4%).

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2015 31 12 2015	01 01 2014 31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
Ricavi	2.755	2.823	(68)	(2,4%)
Margine Operativo Lordo	348	328	20	6,1%
% su Ricavi	12,6%	11,6%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(293)	(361)	68	(18,8%)
Risultato Operativo Netto	55	(33)	88	n.s.
% su Ricavi	2,0%	(1,2%)		
Investimenti	64	42	22	52,4%
FTE	1.236	1.358	(122)	(9,0%)

Nel periodo in esame la *Business Unit* Generazione e *Trading* ha evidenziato ricavi per 2.755 milioni di euro, in diminuzione di 68 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente sostanzialmente a seguito dei minori volumi di energia elettrica venduti alla *Business Unit* Commerciale (-24 milioni di euro) e al calo dei prezzi di vendita gas (-57 milioni di euro) ed elettricità (-47 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori ricavi conseguiti sui mercati all'ingrosso elettricità e gas.

Il Margine Operativo Lordo si è attestato a 348 milioni di euro, in aumento di 20 milioni di euro rispetto al 2014 (328 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Nel confronto con l'anno precedente, il risultato del 2015 beneficia di minori costi non ricorrenti per mobilità per circa 14 milioni di euro, mentre risente, per circa 33 milioni di euro, dell'effetto di componenti positive di reddito non ricorrenti registrate in prevalenza nel 2014.

Al netto di tali effetti, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* risulta in crescita di circa 39 milioni di euro: l'ottima *performance* registrata nel comparto termoelettrico, per effetto di un miglioramento degli *spread* sul gas e sul carbone e delle maggiori quantità intermedie dai cicli combinati a gas sui mercati secondari (da 1.543 GWh a 1.914 GWh, anche a seguito delle alte temperature registrate nel terzo trimestre 2015), le maggiori vendite di titoli ambientali, nonché i risparmi derivanti dal piano di efficienza operativa, hanno più che compensato la flessione della marginalità del comparto idroelettrico dovuta all'eccezionale idraulicità registrata nel 2014 (1.618 GWh in meno; 87 milioni di euro in meno).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 293 milioni di euro (361 milioni di euro al 31 dicembre 2014). La riduzione, pari a 68 milioni di euro, è attribuibile per 49 milioni di euro alla rilevazione nell'esercizio in esame di minori svalutazioni degli assets derivanti dalle analisi di *Impairment* (104 milioni di euro nell'esercizio 2015, 153 milioni di euro nell'esercizio 2014) e per 43 milioni di euro a minori ammortamenti, in parte riconducibili alla revisione della vita economico-tecnica degli impianti a ciclo combinato del Gruppo effettuata nel 2014.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 55 milioni di euro (-33 milioni di euro nel 2014).

Nel periodo in esame gli Investimenti sono risultati pari a 64 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di manutenzione straordinaria presso i nuclei idroelettrici di Mese, Udine e della Valtellina per 13 milioni di euro, interventi di sviluppo per 12 milioni di euro presso i nuclei idroelettrici di Mese, Udine e gli impianti mini-idro e fotovoltaici, il completamento degli interventi di ambientalizzazione (DeNOx) della centrale termoelettrica a carbone di Monfalcone per circa 19 milioni di euro ed interventi di manutenzione straordinaria presso le centrali di Monfalcone, Cassano, Piacenza, Chivasso e Sermide per 8 milioni di euro.

Si registrano inoltre investimenti presso la centrale termoelettrica a ciclo combinato di Gissi per circa 10 milioni di euro dovuti in parte ad interventi di manutenzione straordinaria effettuati nel corso dell'anno ed in parte alla capitalizzazione di oneri per interventi resi dal fornitore (e comunque legati alle manutenzioni straordinarie effettuate negli anni 2014 e 2015) derivanti dalla rinegoziazione del contratto di manutenzione a lungo termine.

Business Unit Commerciale

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

Dati quantitativi

	31 12 2015	31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
Vendite energia elettrica				
Vendite energia elettrica Mercato Libero (GWh)	5.028	5.427	(399)	(7,4%)
Vendite energia elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	1.998	2.110	(112)	(5,3%)
Totale vendite energia elettrica (GWh)	7.026	7.537	(511)	(6,8%)

	31 12 2015	31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
Vendite gas				
Vendite gas Mercato Libero (Mmc)	585	527	58	11,0%
Vendite gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	533	573	(40)	(7,2%)
Totale vendite gas (Mmc)	1.118	1.100	18	1,5%

Le quantità di vendita sono esposte al netto delle perdite.

Nel 2015 si registra una riduzione nelle vendite di energia elettrica (-6,8%) ed un lieve incremento nelle vendite di gas (+1,5%) rispetto all'anno precedente.

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

La crescita nel settore gas è invece attribuibile prevalentemente al clima particolarmente mite che aveva caratterizzato l'esercizio precedente.

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2015 31 12 2015	01 01 2014 31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
Ricavi	1.333	1.483	(150)	(10,1%)
Margine Operativo Lordo	102	87	15	17,2%
% su Ricavi	7,7%	5,9%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(19)	(22)	3	(13,6%)
Risultato Operativo Netto	83	65	18	27,7%
% su Ricavi	6,2%	4,4%		
Investimenti	4	6	(2)	(33,3%)
FTE	439	430	9	2,1%

Nell'esercizio 2015 la *Business Unit Commerciale* ha evidenziato ricavi per 1.333 milioni di euro (1.483 milioni di euro al 31 dicembre 2014), in contrazione rispetto al 2014 per effetto dei minori volumi di energia elettrica venduti ai clienti finali (anche a seguito del differente *mix* di clienti serviti sul mercato libero) e per il calo dei prezzi di vendita sia gas che elettricità.

Il Margine Operativo Lordo si è attestato a 102 milioni di euro, in crescita di 15 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Il risultato del 2014 includeva tuttavia componenti negative di reddito non ricorrenti per un importo pari a 7 milioni di euro, mentre l'esercizio 2015 registra, al contrario, componenti positive di reddito non ricorrenti pari a 12 milioni di euro. Al netto di tali partite, il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* evidenzia una riduzione di 4 milioni di euro dovuta prevalentemente alla revisione dei prezzi di vendita di energia elettrica e gas dei contratti indicizzati al prezzo del petrolio, ora completamente risolti, che sono stati fortemente penalizzati dall'andamento delle quotazioni del *brent* e che hanno pesato negativamente sulla marginalità della *Business Unit*. Tale contrazione è stata quasi interamente compensata dallo sviluppo commerciale del business di vendita di energia elettrica e gas, coerentemente con lo sviluppo sul mercato libero (*mass market*) previsto nel piano industriale 2015-2019.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 19 milioni di euro (22 milioni di euro nell'anno precedente).

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 83 milioni di euro (65 milioni di euro nell'anno precedente).

Nel periodo in esame gli Investimenti della *Business Unit Commerciale* si sono attestati a circa 4 milioni di euro ed hanno riguardato principalmente sviluppi ed interventi di manutenzione evolutiva sulle piattaforme *Hardware* e *Software* a supporto delle attività di *marketing* e di fatturazione.

Business Unit Ambiente

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

Dati quantitativi

	31 12 2015	31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
Rifiuti raccolti (Kton)	1.270	1.256	14	1,1%
Rifiuti smaltiti (Kton)	2.555	2.668	(113)	(4,2%)
Energia elettrica venduta (GWh)	979	1.095	(116)	(10,6%)
Calore ceduto (GWht)*	1.176	1.020	156	15,3%

(*) Quantità rilevate a bocca di centrale.

Nel 2015 le quantità di rifiuti raccolti, pari a 1.270 migliaia di tonnellate, sono risultate in lieve crescita rispetto al 2014 (+1,1%). Le quantità di rifiuti smaltiti evidenziano invece una riduzione (-113 migliaia di tonnellate) rispetto al 2014 principalmente attribuibile ai minori rifiuti speciali smaltiti presso la discarica lotti inertizzati di Corteolona a causa del blocco dei conferimenti, da parte dell'ARPA, per analisi ambientali sulla falda acquifera, nonché ai minori smaltimenti presso il termovalorizzatore di Brescia, dovuti a un maggior numero di giorni di fermo rispetto all'anno precedente e al funzionamento all'80% della linea 3 nei primi mesi dell'anno.

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

Le quantità di energia elettrica vendute sono risultate inferiori di 116 GWh rispetto al 2014 principalmente per la minore produzione elettrica del termovalorizzatore di Brescia (conseguente al minore incenerimento di rifiuti sopracitato) e del termovalorizzatore Silla2 di Milano a seguito dell'intervento effettuato sulla turbina nel corso del quarto trimestre 2015, mentre la produzione di calore è risultata in crescita (+156 GWh termici) per effetto delle maggiori quantità richieste dal comparto teleriscaldamento.

Dati economici

<i>Millioni di euro</i>	01 01 2015 31 12 2015	01 01 2014 31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
Ricavi	809	794	15	1,9%
Margine Operativo Lordo	210	222	(12)	(5,4%)
% su Ricavi	26,0%	28,0%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(63)	(98)	35	(35,7%)
Risultato Operativo Netto	147	124	23	18,5%
% su Ricavi	18,2%	15,6%		
Investimenti	59	41	18	43,9%
FTE	4.922	4.668	254	5,4%
<i>di cui delta perimetro</i>	323	41	282	n.s.
FTE al netto del delta perimetro	4.599	4.627	(28)	(0,6%)

Nel corso del 2015 la *Business Unit Ambiente* ha registrato ricavi per 809 milioni di euro (794 milioni di euro al 31 dicembre 2014). L'incremento è sostanzialmente attribuibile ai servizi offerti per EXPO 2015 ed alle maggiori quantità smaltite presso l'impianto del vetro di Asti (entrato in esercizio a luglio 2014).

Il Margine Operativo Lordo è risultato pari a 210 milioni di euro (222 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Al netto della variazione nei due esercizi di confronto delle partite non ricorrenti pari a circa 3 milioni di euro, il Margine Operativo Lordo evidenzia nel corso del 2015 una riduzione di 15 milioni di euro, sostanzialmente riconducibile ai minori ricavi per la vendita di energia elettrica del termovalorizzatore di Acerra (a seguito della riduzione del corrispettivo CIP 6 determinata dalla flessione dei prezzi dei combustibili di riferimento) e degli altri impianti di termovalorizzazione del Gruppo (per effetto della flessione dei prezzi dell'energia elettrica), nonché ai minori margini dovuti ad una riduzione delle quantità smaltite nella discarica di lotti inertizzati di Corteolona.

Tale andamento è stato parzialmente compensato dall'incremento di marginalità nel comparto della raccolta principalmente dovuto ai maggiori servizi offerti per EXPO 2015 e per il Comune di Como (servizio di igiene urbana partito in data 1° luglio 2013 ed entrato a regime nella seconda metà del 2014), nonché ai maggiori abitanti serviti a seguito dell'aggiudicazione di alcune nuove convenzioni nel corso del 2015 (oltre 100 mila nuovi abitanti serviti).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 63 milioni di euro (98 milioni di euro nell'anno precedente). La riduzione, pari a circa 35 milioni di euro, è riconducibile a minori accantonamenti per rischi relativi a contenziosi fiscali e legali.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 147 milioni di euro (124 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Gli Investimenti dell'esercizio in esame si sono attestati a 59 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di termovalorizzazione (30 milioni di euro), degli impianti di trattamento e discariche (7 milioni di euro) nonché l'acquisto di mezzi e contenitori per la raccolta (20 milioni di euro).

Business Unit Calore e Servizi

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

Dati quantitativi

<i>GWh</i>	31 12 2015	31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
FONTI				
Impianti di:	1.146	1.007	139	13,8%
- Lamarmora	465	401	64	16,0%
- Famagosta	145	142	3	2,1%
- Tecnocity	74	56	18	32,1%
- Altri impianti	462	408	54	13,2%
Acquisti da:	1.529	1.333	196	14,7%
- Terzi	335	296	39	13,2%
- Altre <i>Business Units</i>	1.194	1.037	157	15,1%
TOTALE FONTI	2.675	2.340	335	14,3%
USI				
Vendite ai clienti finali	2.297	1.951	346	17,7%
Perdite di distribuzione	378	389	(11)	(2,8%)
TOTALE USI	2.675	2.340	335	14,3%

Note:

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

Nel 2015 le vendite di calore ai clienti finali hanno evidenziato una crescita del 14,3% rispetto all'esercizio precedente, caratterizzato da un clima particolarmente mite.

Le produzioni e gli acquisti di calore sono cresciuti rispettivamente di 139 GWh termici e di 196 GWh termici.

Dati economici

<i>Millioni di euro</i>	01 01 2015 31 12 2015	01 01 2014 31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
Ricavi	246	252	(6)	(2,4%)
Margine Operativo Lordo	74	61	13	21,3%
% su Ricavi	30,1%	24,2%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(31)	(40)	9	(22,5%)
Risultato Operativo Netto	43	21	22	n.s.
% su Ricavi	17,5%	8,3%		
Investimenti	52	69	(17)	(24,6%)
FTE	350	360	(10)	(2,8%)

Nel 2015 i ricavi si sono attestati a 246 milioni di euro (252 milioni di euro al 31 dicembre 2014). L'aumento dei ricavi derivante dalle maggiori quantità vendute nel comparto del teleriscaldamento (29 milioni di euro) è stato totalmente riassorbito dalla diminuzione dei prezzi unitari di vendita del calore (-15 milioni di euro), dai minori ricavi legati alla gestione calore, nonché ai minori introiti relativi ai mercati dei titoli ambientali.

Il Margine Operativo Lordo è risultato pari a 74 milioni di euro, in crescita di 13 milioni di euro rispetto al 2014.

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

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 31 milioni di euro, in riduzione di 9 milioni rispetto all'anno precedente principalmente per la svalutazione della sezione cogenerativa della centrale di Famagosta effettuata nel corso del 2014.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 43 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Gli Investimenti del periodo, pari a 52 milioni di euro, si riferiscono ad interventi di sviluppo e mantenimento delle reti di teleriscaldamento (circa 31 milioni di euro, di cui 22 milioni di euro nella città di Milano) e allo sviluppo e mantenimento di nuovi impianti di teleriscaldamento (19 milioni di euro) nelle aree di Milano, Brescia, Bergamo e Varese.

Nell'esercizio 2015 sono inoltre stati realizzati nuovi impianti di gestione calore per circa 2 milioni di euro.

Business Unit Reti

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

Dati quantitativi

	31 12 2015	31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
Energia elettrica distribuita (GWh)	11.178	10.782	396	3,7%
Gas distribuito (Mmc)	1.832	1.739	93	5,3%
Gas trasportato (Mmc)	358	332	26	7,8%
Acqua distribuita (Mmc)	63	60	3	5,0%

L'energia elettrica distribuita nel 2015 è stata pari a 11.178 GWh, in crescita (+396 GWh) rispetto all'esercizio 2014, a seguito di una ripresa dei consumi industriali e delle alte temperature registrate nel periodo estivo.

Anche le quantità di gas distribuito e trasportato risultano in crescita rispettivamente del 5,3% e del 7,8% rispetto all'anno precedente, che era stato caratterizzato da temperature particolarmente miti.

L'acqua distribuita è risultata pari a 63 Mmc (60 Mmc al 31 dicembre 2014).

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2015 31 12 2015	01 01 2014 31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
Ricavi	669	676	(7)	(1,0%)
Margine Operativo Lordo	279	281	(2)	(0,7%)
% su Ricavi	41,7%	41,6%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(88)	(90)	2	(2,2%)
Risultato Operativo Netto	191	191	-	-
% su Ricavi	28,6%	28,3%		
Investimenti	125	114	11	9,6%
FTE	1.807	1.855	(48)	(2,6%)

Nel corso del 2015 i ricavi della *Business Unit Reti* sono stati pari a 669 milioni di euro (676 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Il Margine Operativo Lordo si è attestato a 279 milioni di euro, in riduzione di 2 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Il confronto con l'anno precedente risente per circa 18 milioni di euro, dell'effetto di componenti positive di reddito non ricorrenti registrate in prevalenza nel 2014, relative ai maggiori ricavi riconosciuti all'attività di distribuzione elettrica per gli esercizi 2012 e 2013 dall'AEEGSI con Delibera 258/14/R/eel.

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

- il comparto del servizio idrico integrato evidenzia un aumento della marginalità pari a 10 milioni di euro, dovuto agli incrementi tariffari riconosciuti dall'AEEGSI e alle maggiori quantità vendute per i maggiori consumi estivi;
- il comparto dell'illuminazione pubblica registra un incremento di marginalità pari a circa 7 milioni di euro a seguito dell'avvio, a luglio 2014, del progetto di sostituzione degli apparati luminosi con nuove lampade a *led* a basso consumo energetico nel Comune di Milano;
- i comparti della distribuzione energia elettrica e gas evidenziano invece un margine sostanzialmente in linea rispetto al 2014.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 88 milioni di euro (90 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 191 milioni di euro, in linea con quello registrato nell'anno precedente.

Gli Investimenti, nel periodo in esame, sono risultati pari a 125 milioni di euro e hanno riguardato:

- nel comparto distribuzione energia elettrica, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti ed in particolare, l'allacciamento di nuovi utenti, il mantenimento delle cabine secondarie, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione, nonché interventi di mantenimento e potenziamento degli impianti primari (45 milioni di euro);
- nel comparto distribuzione gas, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti relativi all'allacciamento di nuovi utenti, alla sostituzione di tubazioni in media e bassa pressione e dei contatori e *smart meter gas* (53 milioni di euro);
- nel comparto ciclo idrico integrato, interventi sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi sulle reti fognarie (20 milioni di euro);
- nel comparto illuminazione pubblica, interventi per la sostituzione degli apparati luminosi con impianti *led* nel Comune di Milano (7 milioni di euro).

Business Unit EPCG

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

Dati quantitativi - Produzione e Vendita Energia Elettrica

GWh	31 12 2015	31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
FONTI				
Produzioni	2.871	3.038	(167)	(5,5%)
- produzione termoelettrica	1.412	1.322	90	6,8%
- produzione idroelettrica	1.459	1.716	(257)	(15,0%)
Import e altre fonti	1.049	905	144	15,9%
- import	1.031	886	145	16,4%
- altre fonti	18	19	(1)	(5,3%)
TOTALE FONTI	3.920	3.943	(23)	(0,6%)
USI				
Consumi mercato domestico	2.809	2.723	86	3,2%
Perdite di distribuzione	446	432	14	3,2%
Perdite di trasmissione	140	125	15	12,0%
Altri usi	27	29	(2)	(6,9%)
Export	498	634	(136)	(21,5%)
TOTALE USI	3.920	3.943	(23)	(0,6%)

Nel 2015 la disponibilità complessiva del Gruppo EPCG è risultata pari a 3.920 GWh (3.943 GWh al 31 dicembre 2014).

Il Gruppo EPCG ha prodotto complessivamente 2.871 GWh (-5,5% rispetto al 2014), di cui 1.412 GWh da fonte termoelettrica e 1.459 GWh da fonte idroelettrica: la produzione termoelettrica evidenzia una crescita del 6,8% rispetto all'anno precedente a seguito dei minori giorni di fermata dell'impianto di Pljevlja mentre la riduzione della produzione idroelettrica (-15%) è sostanzialmente dovuta alle minori precipitazioni registrate nei mesi estivi.

Il calo della produzione idroelettrica, a fronte dell'aumento del 3,2% della domanda interna (determinato dalle alte temperature registrate, in particolare, nel terzo trimestre del 2015),

ha determinato un incremento dell'*import* e degli altri acquisti di energia (+144 GWh), nonché una riduzione delle quantità esportate (-136 GWh).

La disponibilità complessiva del Gruppo EPCG è risultata pari a 3.920 GWh (3.943 GWh al 31 dicembre 2014).

Dati quantitativi - Distribuzione Energia Elettrica

GWh	31 12 2015	31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
Energia elettrica distribuita*	2.161	2.016	145	7,2%

(*) Dati al netto delle perdite di distribuzione.

L'energia elettrica distribuita sulla rete di media e bassa tensione è risultata pari a 2.161 GWh (2.016 GWh al 31 dicembre 2014) per effetto dell'andamento climatico registrato nel corso del 2015.

Dati economici

Milioni di euro	01 01 2015 31 12 2015	01 01 2014 31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
Ricavi	242	240	2	0,8%
Margine Operativo Lordo	53	66	(13)	(19,7%)
% su Ricavi	21,9%	27,5%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(280)	(38)	(242)	n.s.
Risultato Operativo Netto	(227)	28	(255)	n.s.
% su Ricavi	(93,8%)	11,7%		
Investimenti	27	25	2	8,0%
FTE	2.490	2.619	(129)	(4,9%)

Nell'esercizio 2015 i ricavi della *Business Unit* EPCG si sono attestati a 242 milioni di euro (240 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Il Margine Operativo Lordo è risultato pari a 53 milioni di euro, in riduzione di 13 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento, riconducibile interamente al comparto energia, è principalmente dovuto all'incremento delle quantità di energia elettrica importate a seguito della riduzione della produzione idroelettrica, soprattutto nel quarto trimestre dell'anno.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 280 milioni di euro (38 milioni di euro al 31 dicembre 2014). L'incremento è principalmente attribuibile alla rilevazione nell'esercizio in esame di svalutazioni degli assets derivanti dalle analisi di *Impairment* per complessivi 246 milioni di euro.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è negativo per 227 milioni di euro, in riduzione di 255 milioni di euro rispetto al 2014.

Gli Investimenti, pari a 27 milioni di euro, si riferiscono principalmente ad interventi di sostituzione dei contatori tradizionali con contatori telegestiti (circa 15 milioni di euro), ad interventi di manutenzione della rete primaria e secondaria di distribuzione (circa 5 milioni di euro), nonché ad interventi di manutenzione sull'impianto termoelettrico di Pljevlja (circa 2 milioni di euro) e sugli impianti idroelettrici di Perucica e Piva (circa 3 milioni di euro).

Altri Servizi e Corporate

Dati economici

<i>Milioni di euro</i>	01 01 2015 31 12 2015	01 01 2014 31 12 2014	Variazioni	% 2015/2014
Ricavi	186	189	(3)	(1,6%)
Margine Operativo Lordo	(18)	(21)	3	(14,3%)
% su Ricavi	(9,7%)	(11,1%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(59)	(13)	(46)	n.s.
Risultato Operativo Netto	(77)	(34)	(43)	n.s.
% su Ricavi	(41,4%)	(18,0%)		
Investimenti	9	10	(1)	(10,0%)
FTE	986	1.010	(24)	(2,4%)

Nel 2015, i ricavi degli Altri Servizi e Corporate sono risultati pari a 186 milioni di euro (189 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Il Margine Operativo Lordo è negativo per 18 milioni di euro (negativo per 21 milioni di euro nell'esercizio 2014).

Sul risultato del 2015 si rilevano partite positive di reddito non ricorrenti per circa 3 milioni di euro, mentre il risultato del 2014 includeva partite positive non ricorrenti per circa 1 milione di euro. Si evidenziano inoltre minori oneri per spese bancarie per un importo pari a circa 1 milione di euro.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 59 milioni di euro (13 milioni di euro al 31 dicembre 2014). Tale variazione, è attribuibile allo stanziamento, nel 2015, di maggiori accantonamenti per rischi.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 77 milioni di euro (negativo per 34 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Gli Investimenti dell'anno, pari a 9 milioni di euro, hanno riguardato principalmente interventi sui sistemi informativi (6 milioni di euro), sulle reti di telecomunicazione (2 milioni di euro) e sui fabbricati (1 milione di euro).



The background is a close-up, blue-tinted photograph of industrial machinery, featuring large flywheels and various mechanical components. A semi-transparent blue diamond shape is centered over the image, containing the text.

0.6

Rischi
e incertezze

Rischi e incertezze

Il Gruppo A2A si è dotato di un processo di *assessment* e *reporting* dei rischi ispirato alla metodologia dell'*Enterprise Risk Management* del *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (CoSO report), alle *best practice* in ambito *Risk Management* ed in *compliance* con il Codice di Autodisciplina dalla Consob, che recita: “...Ogni emittente si dota di un sistema di gestione dei rischi costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire, l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi...”.

Il processo prevede la definizione di un modello dei rischi che tiene conto delle caratteristiche del Gruppo, della sua vocazione multi-*business* e del settore di appartenenza. Tale modello non è un riferimento statico ma è soggetto ad aggiornamenti periodici in coerenza con l'evoluzione del Gruppo e del contesto nel quale opera. La metodologia adottata è caratterizzata dalla periodica rilevazione dei principali rischi cui il Gruppo è soggetto. In tale ottica viene effettuato il processo di *assessment* che, attraverso il coinvolgimento di tutte le strutture aziendali, permette di determinare i rischi maggiormente rilevanti, i relativi presidi ed i piani di mitigazione. In questa fase risulta essenziale il coinvolgimento dei *risk owner* quali responsabili dell'identificazione, valutazione ed aggiornamento degli scenari di rischio (specifici eventi nei quali il rischio può concretizzarsi) afferenti le attività di propria competenza. Questa fase viene condotta con il supporto ed il coordinamento della struttura di *Group Risk Management* attraverso modalità operative che consentono di individuare in modo chiaro i rischi, le relative cause e le modalità di gestione.

La metodologia adottata è modulare e fa leva sull'affinamento delle esperienze e dei metodi di analisi utilizzati: da un lato mira ad evolvere ulteriormente l'*assessment* rischi con particolare riferimento al consolidamento nel processo delle azioni di mitigazione, dall'altro a sviluppare ed integrare nei processi aziendali le attività di gestione dei rischi. Tale evoluzione è svolta in coerenza con la graduale crescita della consapevolezza del *Management* e delle strutture aziendali relativamente alle tematiche di gestione del rischio, anche attraverso specifico supporto formativo fornito da *Group Risk Management*.

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

Si segnala che in termini di maggior impatto sui risultati di Gruppo, i rischi principali risultano essere, in ordine di importanza:

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

Rischio normativo e regolatorio

Il Gruppo A2A opera in settori fortemente regolamentati siano essi gestiti in regime di monopolio naturale (quali le infrastrutture di distribuzione e di trasporto dell'energia elettrica e il gas, il ciclo idrico integrato e il teleriscaldamento) o in regime di libero mercato (come l'attività di *energy management*, *trading* e vendita di vettori energetici e di altri servizi ai clienti).

Tra i fattori di rischio va, pertanto, considerata l'evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento.

A fronte di tali fattori di rischio, il Gruppo adotta una politica di monitoraggio e gestione del rischio normativo al fine di mitigarne, per quanto possibile, gli effetti attraverso un presidio articolato su più livelli, che prevede in primis il dialogo collaborativo con le istituzioni (Ministero dello Sviluppo Economico, Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico, Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni) e gli organismi tecnici del settore (Gestore dei Servizi Energetici, Gestore dei Mercati Energetici, Terna) nonché la partecipazione attiva ad associazioni di categoria e a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti.

Per affrontare tali problematiche, nel corso del 2015, il vertice aziendale ha costituito una apposita struttura organizzativa, denominata "Affari Regolatori e Mercato", a diretto rapporto dell'Amministratore Delegato, ampliandone il mandato, rafforzandone il legame con il *business* e superando la visione per cui il rapporto con il regolatore debba essere interpretato come *compliance* (o *litigation*).

Anche lo sguardo alla normativa europea, seguendo i lavori di Bruxelles tramite la partecipazione ai tavoli di Eurelectric e Cedec, permette di vedere "in anticipo" quello che sarà oggetto di recepimento nella legge italiana (in alcuni casi automatico come per i regolamenti).

È, inoltre, previsto un costante dialogo con le *Business Units* non solo per la simulazione degli impatti sull'attività corrente ma anche per la valutazione delle loro istanze in termini di supporto alle nuove iniziative.

È stato altresì costituito il Comitato Istituzionale e Regolatorio, composto dal Presidente e

dall'Amministratore Delegato del Gruppo, oltre che dal Responsabile Relazioni Istituzionali e dalla Responsabile di Affari Regolatori e Mercato. Tale comitato si riunisce periodicamente coinvolgendo di volta in volta i Responsabili delle *Business Units* interessati nonché i Responsabili delle strutture di *staff* al fine di trasferire loro le novità normative, assumere una posizione aziendale sulle norme in evoluzione nonché raccogliere le istanze del *business* per veicolarle agli *stakeholder* di riferimento.

Sono stati implementati strumenti di monitoraggio e controllo costantemente aggiornati (es. *Regulatory Review* prodotta trimestralmente), al fine di considerare i potenziali impatti della regolazione sulla società.

Tra le principali materie oggetto di evoluzioni normative in corso, con i maggiori potenziali effetti sul Gruppo, si segnalano in particolare:

- le norme che disciplinano la durata e le condizioni delle concessioni idroelettriche di grande derivazione;
- le gare inerenti l'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas;
- la riforma del servizio idrico integrato non solo dal punto di vista tariffario ma anche per gli aspetti di qualità del servizio, misura e *unbundling*;
- la regolazione dei servizi pubblici locali;
- le previsioni normative in materia di abbandono dei regimi di tutela per i clienti dei settori elettrico e del gas;
- l'implementazione della disciplina del *capacity market*;
- il conseguimento di risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi;
- il pagamento del canone RAI nella bolletta dell'energia elettrica.

Rischio scenario energetico (rischio prezzo *commodities*)

Il Gruppo A2A, con riferimento alle caratteristiche dei settori in cui opera, è esposto al rischio scenario energetico, ovvero al rischio legato alle variazioni dei prezzi delle materie prime energetiche (energia elettrica, gas naturale, carbone, olio combustibile) nonché del tasso di cambio ad esse associato. Variazioni significative, inattese e/o strutturali del prezzo delle *commodities*, soprattutto nel medio periodo, possono comportare una contrazione dei margini operativi della Società.

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

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

Il rischio di mercato viene gestito monitorando costantemente l'esposizione netta totale del portafoglio di Gruppo ed agendo sui fattori che ne condizionano maggiormente l'andamento. Vengono definite, ove necessario, idonee strategie di copertura volte a mantenere tale rischio entro i limiti stabiliti, tipicamente tramite coperture a 12 mesi e parzialmente a 24 mesi.

Attraverso la gestione di contratti fisici e strumenti finanziari derivati si persegue dunque l'obiettivo di stabilizzare i flussi di cassa generati dal portafoglio di asset e dai contratti in essere, limitando, per quanto possibile, la volatilità dei risultati economici e finanziari del Gruppo al variare del prezzo delle *commodities*.

Rischio di interruzioni di *business*

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

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

La salvaguardia degli impianti e delle infrastrutture del Gruppo prevede l'adozione ed il continuo aggiornamento, in linea con le *best practices* di settore, di procedure di manutenzione programmata, sia ordinaria che preventiva, volta ad identificare ed impedire potenziali criticità, anche sulla base di specifiche analisi ingegneristiche compiute da personale tecnico dedicato. Prevede, inoltre, la revisione periodica degli impianti e delle reti, nonché l'erogazione di corsi di formazione specifica per il personale tecnico. È ampiamente diffuso l'utilizzo di strumenti di controllo e telecontrollo dei parametri tecnici per il monitoraggio e la tempestiva rilevazione delle eventuali anomalie oltre che, ove possibile, il ricorso alla ridondanza delle componenti necessarie a garantire la continuità dei processi produttivi. Il processo di integrazione fra i nuclei ingegneristici specializzati presenti nel Gruppo A2A ha portato ad un rafforzamento delle competenze relative alle analisi diagnostiche e di *performance* degli impianti.

È inoltre prevista la progressiva adozione, in tutti gli impianti del Gruppo, di *software* e sensori avanzati per il calcolo del rendimento effettivo degli impianti, volti a permettere un approccio ulteriormente predittivo, rispetto al passato, per la programmazione ed esecuzione

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

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

Inoltre, a presidio dei rischi derivanti dalle attuali modalità di funzionamento degli impianti termoelettrici, legate all'andamento dei mercati dell'energia, è in corso un processo di revisione, uniformazione ed adeguamento complessivo dei contratti di manutenzione nonché specifiche azioni di razionalizzazione nella gestione dei magazzini ricambi. Sempre nell'ambito della produzione di energia da fonte termoelettrica da segnalare che il Gruppo pone particolare attenzione, attraverso un dialogo stabile e collaborativo, svolto per il tramite della struttura organizzativa Rapporti Istituzionali e Territoriali, con istituzioni, autorità e comunità locali, alle tematiche di rischio riguardanti i siti produttivi che utilizzano combustibili fossili (Monfalcone, Brindisi, S. Filippo del Mela). Tale presidio è volto a favorire una corretta e positiva percezione degli impianti nonché a perseguire la possibilità di una futura realizzazione di progetti di adeguamento e conversione secondo tecnologie innovative e all'avanguardia, garantendo in tale modo livelli occupazionali adeguati e scongiurando il sostenimento di potenziali costi per il *decommissioning* dei siti.

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

stituzione di componenti termomeccaniche giunte al termine della loro vita tecnica, rinnovamenti di strutture mirati a contenere fenomeni di ammaloramento, l'adeguamento degli impianti di recupero delle frazioni residue dei rifiuti solidi nell'ottica del loro successivo conferimento agli impianti di termovalorizzazione, manutenzioni straordinarie finalizzate anche all'incremento delle potenzialità termiche dei medesimi impianti. A mitigazione di possibili ripercussioni sull'immagine del Gruppo, dovute alla temporanea impossibilità di conferimento dei rifiuti, è prevista inoltre la possibilità di mutuo soccorso tra gli impianti del Gruppo ed il coordinamento centralizzato delle fermate programmate per manutenzione. Si segnala, infine, la tematica emergente collegata ai potenziali impatti sulla redditività dell'impianto di Acerra in esito a possibili criticità che dovessero emergere, nelle more della convenzione tra Regione Campania e la società A2A Ambiente, nella definizione dei meccanismi a garanzia dei ricavi dell'impianto a valle della conclusione del regime tariffario CIP6.

Con riferimento alla tematica dell'interruzione dei servizi di raccolta dei rifiuti e pulizia urbana nei territori dei comuni serviti dalle società del Gruppo, sono in essere specifiche procedure gestionali e di programmazione delle relative attività, disponibilità di mezzi tenuti a riserva per fronteggiare situazioni di emergenza, controllo e monitoraggio degli automezzi in servizio presso i territori serviti (anche con modalità *online* attraverso sala controllo dotata di strumentazione tecnica all'avanguardia), magazzini ricambi gestiti e strutturati onde fronteggiare i guasti statisticamente più ricorrenti.

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

Ulteriori potenziali rischi per il Gruppo sono riferibili a possibili incidenti nell'ambito della

gestione degli impianti semaforici e di pubblica illuminazione che coinvolgessero personale dell'azienda ovvero persone terze. A mitigazione di tale tematica di rischio sono state pianificate attività di sostituzione dei circuiti elettrici più vetusti, campagne di verifica e, ove necessario, sostituzione dei sostegni di maggiore età, implementazione di nuovi sistemi di telecontrollo dei punti di illuminazione.

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

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

Una tematica di rischio che sta assumendo sempre più rilevanza è quella relativa agli accessi non autorizzati di personale esterno agli impianti e infrastrutture del Gruppo, che potrebbero ostacolare il corretto svolgimento delle attività operative, con potenziali ripercussioni sulla sicurezza del personale operativo, dei terzi non autorizzati, dei siti e dell'ambiente circostante, nonché impatti di natura economica a fronte della necessità di interrompere le attività produttive. A mitigazione di tali possibili evenienze, sono in essere attività di sviluppo delle linee di gestione della tematica nel Gruppo onde disciplinare in maniera unitaria le modalità operative di accesso agli impianti e servizi di vigilanza, anche in coordinamento con le forze dell'ordine, per il controllo dei siti maggiormente soggetti ad intrusioni ovvero che possono costituire potenziali obiettivi di atti di sabotaggio. Inoltre sono in fase di valutazione ulteriori interventi quali studi sulla situazione degli impianti gas per aumentare il livello di sicurezza degli stessi, l'*improvement* delle recinzioni passive esistenti, il potenziamento dei sistemi antintrusione e l'installazione di sistemi di controllo degli accessi con *badge*, telecamere e sistemi all'infrarosso.

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

Rischio variazioni climatiche

I rischi collegati alle variazioni climatiche fanno riferimento alla possibilità che le produzioni ed i consumi di prodotti (energia elettrica, gas per riscaldamento) e servizi (teleriscaldamento) erogati dal Gruppo possano essere influenzati negativamente da condizioni sfavorevoli, quali ad esempio la scarsità di precipitazioni ovvero temperature particolarmente miti nella stagione termica, con conseguenti riflessi negativi sulla redditività attesa. Con riferimento alla *Business Unit* Generazione e *Trading*, scarse precipitazioni comporterebbero una minor disponibilità di risorse idriche rispetto a valori attesi che discendono da valutazioni di natura statistica; onde garantire l'ottimale sfruttamento delle risorse idriche disponibili, si evidenzia un presidio organizzativo costituito dalla presenza di unità aziendali dedicate all'elaborazione di analisi e modelli ingegneristici a supporto della programmazione degli impianti idroelettrici sia di medio che di breve termine. Per quanto riguarda le *Business Units* Reti e Commerciale, temperature invernali più miti di quelle attese comporterebbero una minor domanda, da parte dell'utenza finale, di gas e calore destinati al riscaldamento. Il presidio è costituito dalla presenza di unità aziendali dedicate alla formulazione di previsioni della domanda in relazione alle temperature attese, nonché alla conseguente gestione ed ottimizzazione della produzione/fornitura di calore.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso d'interesse è relativo all'incertezza associata all'andamento dei tassi d'interesse, le cui variazioni possono determinare, dato un certo ammontare e composizione del debito, un aumento degli oneri finanziari netti. La volatilità degli oneri finanziari associata all'andamento dei tassi di interesse viene pertanto monitorata e mitigata tramite una politica di gestione del rischio tasso volta all'individuazione di un mix equilibrato di finanziamenti a tasso fisso e a tasso variabile e l'utilizzo di strumenti derivati di copertura che limitino gli effetti delle fluttuazioni dei tassi di interesse.

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

della Relazione finanziaria annuale consolidata sono illustrati gli effetti sulla variazione del *fair value* dei derivati conseguente ad una variazione della curva *forward* dei tassi di interesse di +/- 50 bps.

Rischio credito

Il Rischio di Credito è connesso all'eventualità che una controparte, commerciale o di *trading*, sia inadempiente, ovvero non onori il proprio impegno nei modi e tempi previsti contrattualmente. Tale tipologia di rischio viene gestita dal Gruppo attraverso apposite procedure ed opportune azioni di mitigazione.

Il presidio di tale rischio viene effettuato sia dalla funzione di *Credit Management* allocata centralmente (e dalle corrispondenti funzioni delle società operative) che dall'Unità Organizzativa *Group Risk Management* che si occupa di supportare le società del Gruppo sia con riferimento alle attività commerciali che di *trading*.

Nello specifico, per quanto concerne le attività di *trading* ed in ottemperanza alle procedure in essere (*Energy Risk Policy*, *Risk Management*, *Deal Life Cycle*), *Group Risk Management* sulla base di sistemi proprietari valuta il *Rating* delle Controparti, definisce la Probabilità di *Default* e attribuisce la Massima Esposizione a Rischio, verificando sistematicamente il rispetto dei limiti di Rischio di Controparte e di Rischio di Credito.

Un ulteriore parametro oggetto di monitoraggio, che contribuisce a limitare il rischio di concentrazione sulla singola controparte, è rappresentato dal *Credit VaR*, ovvero la valutazione della rischiosità in termini di perdita potenziale, con un determinato livello di confidenza, associata all'intero portafoglio di crediti.

Relativamente alle controparti commerciali, ed in ottemperanza alle procedure in essere (*Credit Risk Policy*), la mitigazione del rischio avviene tramite la valutazione preventiva, l'ottenimento di garanzie e collaterali, la gestione delle compensazioni, l'ottimizzazione dei processi di sollecito e recupero del credito, nonché l'utilizzo di strumenti di monitoraggio e *reporting*. *Group Risk Management* interviene nella gestione del credito commerciale sia direttamente che indirettamente, attraverso un apposito modello proprietario, nella definizione del merito creditizio e del limite di fido dei clienti *business*, per i quali è richiesta deroga al rilascio di garanzia.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità riguarda la capacità del Gruppo di far puntualmente fronte ai propri impegni di pagamento. A presidio di tale rischio il Gruppo garantisce il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie, nonché di un *liquidity buffer* sufficiente a far fronte agli impegni inattesi. Al 31 dicembre 2015 il Gruppo ha contrattualizzato linee di credito *revolving committed* per 800 milioni di euro, non utilizzate. Inoltre ha a disposizione finanziamenti bancari a lungo termine non ancora utilizzati per un totale di 145 milioni di euro e disponibilità liquide per complessivi 674 milioni di euro.

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

Rischio rispetto covenants

Tale rischio sussiste qualora i contratti di finanziamento prevedano la facoltà da parte del soggetto finanziatore, al verificarsi di determinati eventi, di chiedere il rimborso anticipato del finanziamento, comportando quindi un potenziale rischio di liquidità in capo al Gruppo. Nella sezione “Altre Informazioni/Rischio rispetto covenants” della Relazione Finanziaria sono illustrati nel dettaglio tali rischi relativi al Gruppo A2A.

Nella medesima sezione sono inoltre elencati i finanziamenti che contengono *covenants* finanziari.

Al 31 dicembre il valore contabile residuo di tali finanziamenti è pari a 93 milioni di euro.

Al 31 dicembre non vi è infine alcuna situazione di mancato rispetto dei *covenants* delle società del Gruppo A2A.

Rischio ambientale

I rischi collegati al verificarsi di potenziali eventi che possano provocare effetti sull'ambiente o sulla salute della popolazione residente nelle zone di influenza delle attività del Gruppo sono oggetto di sempre crescente attenzione da parte dell'opinione pubblica, degli organi regolatori pubblici e di una legislazione sempre più stringente. Questa tipologia di rischi riguarda tutte le attività del Gruppo, con particolare riferimento allo smaltimento dei residui di produzione, alle emissioni conseguenti ai processi produttivi, alla gestione delle attività di raccolta, stoccaggio, trattamento e smaltimento rifiuti, alla fornitura di beni primari quali l'acqua potabile, alla depurazione delle acque, alla gestione delle attività di svuotamento e manutenzione degli invasi di raccolta delle risorse idriche destinate alla produzione di energia elettrica.

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

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

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

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

L'attività di aggiornamento del Modello di Organizzazione e Gestione ex D.Lgs. n. 231/2001 con riferimento all'introduzione dei reati ambientali è tuttora in corso con particolare riferimento all'attuazione dello stesso presso le singole società del Gruppo. È stato inoltre effettuato un riassetto, sia organizzativo che procedurale, della Struttura Organizzativa Ambiente, Salute

e Sicurezza, che costituisce la prima fase di un percorso di revisione ed aggiornamento delle modalità di gestione delle tematiche di rischio in oggetto e che coinvolgerà la totalità dei dipendenti e dei processi aziendali.

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

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

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

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

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

Rischi di *information technology*

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

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

Il Gruppo, oltre a definire contratti di affidamento in *outsourcing* dei servizi ICT che prevedono *service level agreement* chiaramente definiti, dispone di una procedura di *Disaster Recovery* che, ancorché non complessivamente testato, in caso di indisponibilità di uno dei due CED (Centro Elaborazione Dati), garantisce il parziale recupero dei dati e delle informazioni inerenti le attività di *business* sul CED alternativo. Si evidenzia altresì che sono attualmente presenti presidi di reperibilità di fornitori e risorse interne al Gruppo per fare fronte ad attacchi logici, attacchi virali e cadute di sistema. Inoltre sono state avviate ulteriori attività mirate ad incrementare i livelli di affidabilità e continuità di erogazione dei servizi ICT, quali l'implementazione di progetti di miglioramento infrastrutturale del CED di Brescia nonché valutazioni circa la *transportation* dei *Data Center* attuali. Si segnala inoltre la strutturazione del *Business Continuity Plan*, volto a costituire lo strumento attraverso cui il Gruppo si prepara a far fronte a ulteriori scenari di indisponibilità dei servizi per gli ambiti ritenuti più critici, a valle della cui definizione verranno individuate specifiche attività di attuazione, strategie di definizione di futuri contratti di affidamento del supporto ai servizi ICT tipo "*Multivendor*" e di *reinsourcing* di responsabilità in ambito ICT. In considerazione della rilevanza delle attività svolte quotidianamente sulla Borsa Elettrica, particolare attenzione viene prestata al presidio dei sistemi di interfacciamento con il Mercato. Tali sistemi sono ridonati e sottoposti a spe-

cifiche procedure di gestione e manutenzione, finalizzate a proteggerne la stabilità. Il Gruppo dispone inoltre di uno specifico presidio a supporto delle attività di *trading*.

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

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

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

Rischio salute e sicurezza

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

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

Attraverso la Politica per la Qualità, l'Ambiente e la Sicurezza (che prevede un programma di adeguamento al Sistema di Gestione della Sicurezza dei lavoratori a norma ISO 14001 e OHSAS

18001) le misure di prevenzione adottate mirano ad un obiettivo di “rischio zero”, promuovendo una costante crescita dei livelli di sicurezza nell’ambiente di lavoro. In particolare, in tale ottica, è in avvio l’utilizzo di ulteriori modelli di valutazione del rischio Ambiente, Salute e Sicurezza a livello di singolo impianto.

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

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

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

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

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

A titolo informativo, si riportano i dati infortunistici di Gruppo per l’anno 2015:

- indice di frequenza – If = 29,72 (33,74 nel 2014);
- indice di gravità – Ig = 0,75 (0,87 nel 2014).

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

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





0.7

Gestione responsabile
per la sostenibilità

Risorse umane e relazioni industriali

Organici e Costo del Lavoro

Al 31 dicembre 2015 i dipendenti del Gruppo risultano pari a 12.083, di cui 2.393 appartenenti al Gruppo EPCG (di cui 33 risorse assunte tramite agenzia), in diminuzione di 46 unità rispetto ai 12.129 dipendenti del 31 dicembre 2014 (diminuzione pari allo 0,4%). Il dato del 2014 tiene conto anche delle 158 risorse del Gruppo EPCG assunte tramite agenzia.

Tale dinamica incorpora gli effetti di alcune operazioni straordinarie effettuate nel corso dell'anno, in particolare:

- sono state consolidate nel primo semestre 2015 le società Bellisolina S.r.l., Bergamo Servizi S.r.l. e SED S.r.l., per complessivi 38 dipendenti;
- nel corso del 2015 Amsa S.p.A. ha ottenuto l'affidamento dei servizi ambientali di Corsico e Cesate acquisendo complessivamente 39 dipendenti;
- per la gestione delle attività relative al post Expo, la controllata Amsa S.p.A. ha ancora in forza 49 unità a tempo determinato, assunte per la gestione dell'evento Expo Milano.

Pertanto al netto di tali effetti l'organico è diminuito di 172 addetti, pari al 1,4% dell'organico al 31 dicembre 2014.

Il costo del lavoro medio unitario, al netto della società EPCG, è aumentato dello 0,4% rispetto al consuntivo 2014, confermando il *trend* di riduzione dell'effetto delle dinamiche di crescita collegate agli automatismi contrattuali (rinnovi CCNL e scatti di anzianità) mediante azioni di efficientamento dei costi.

Relazioni Industriali

Nel corso del 2015 sono stati sottoscritti un consistente numero di accordi sindacali che hanno riguardato una molteplicità di argomenti e che hanno interessato tutte le *Business Units* aziendali.

I principali sono relativi a:

- *B.U. Generazione e Trading*

- Le relazioni industriali, a livello aziendale, sono state specificatamente indirizzate nel perseguimento di iniziative tese alla mitigazione dei costi operativi degli impianti di produzione che, con particolare riferimento a quelli termoelettrici, continuano a scontare una situazione di particolare criticità. Si menzionano, al riguardo, gli accordi stipulati nel 1° semestre 2015 relativi agli impianti idroelettrici di Mese e quello relativo a Monfalcone specificatamente indirizzati ad individuare soluzioni operative di maggior efficienza, così come gli accordi relativi agli impianti idroelettrici della Valtellina e di Chivasso che, sempre con il fine di perseguire obiettivi di efficienza operativa, hanno individuato nuove soluzioni e modelli di funzionamento organizzativo.
- Merita specifica menzione l'Accordo sindacale relativo all'impianto termoelettrico di San Filippo del Mela raggiunto in data 27 aprile 2015 che, mettendo fine ad un lungo ed intenso periodo di mobilitazione sindacale, ha consentito di addivenire alla piena condivisione con le Organizzazioni sindacali sul progetto di investimento del sito in Polo Tecnologico delle Energie Rinnovabili Innovative, nonché sugli strumenti gestionali da adottarsi per gestire la fase transitoria sino alla riconversione industriale del sito.
- Merita di essere infine specificatamente evidenziato l'Accordo sindacale del 13 ottobre 2015 che, nell'ambito di una pluralità di azioni da implementare nell'ambito del Gruppo A2A finalizzate a contrastare la situazione generale di crisi del comparto termoelettrico e specifica della Centrale Edipower di Brindisi (il cui progetto di riconversione non è stato autorizzato dalle Istituzioni locali deputate alla sua approvazione), ha previsto l'attivazione di una procedura di mobilità di accompagnamento alla pensione sia per il personale della centrale di Brindisi sia per il personale degli impianti idroelettrici del Gruppo in possesso dei requisiti per il pensionamento entro i periodi di mobilità di legge, per un totale di 80 risorse che cesseranno dal Gruppo tra la fine dell'anno 2015 e l'anno 2016. Ciò consentirà di gestire in modo non traumatico l'eccedenza occupazionale determinatasi nel sito di Brindisi non più operativo, sia attraverso la cessazione dal servizio del personale collocabile in pensione, sia attraverso la riqualificazione ed il graduale reimpiego del restante personale della centrale nell'ambito dell'Area idroelettrica del Gruppo meno impattata dalla crisi del settore. Nel contempo l'accordo consente di operare il riequilibrio di competenze professionali del Gruppo in ambito idroelettrico, anche attraverso il mirato inserimento di nuovo personale negli impianti.

- *B.U. Reti e Calore*

Di seguito, nell'ambito di una intensa attività di relazioni sindacali che ha coinvolto tutte le società, si riportano le principali intese.

- Accordo per mobilità ed esodo incentivato del personale: l'Accordo sindacale ex Legge 223/91 ha coinvolto 55 lavoratori delle società A2A Servizi alla Distribuzione S.p.A., A2A Reti Elettriche S.p.A. e A2A Reti Gas S.p.A. che cesseranno dalle rispettive aziende entro il mese di dicembre 2016.

- “Expo 2015”: al fine di assicurare un miglior presidio della rete di distribuzione dell’energia elettrica della città di Milano in occasione della manifestazione “Expo 2015” e degli eventi ad essa correlati, e nel contempo meglio supportare le attività di pronto intervento in caso di necessità, sono stati regolamentati in maniera eccezionale alcuni istituti gestionali quali:
 - la costituzione di un presidio operativo sull’Area Expo (cabina primaria Musocco);
 - l’attivazione di un servizio di reperibilità limitatamente al fine settimana per il personale della U.O. “Illuminazione Pubblica e Semafori Milano”;
 - l’attivazione di un servizio di reperibilità notturna delle squadre di Pronto Intervento attualmente operanti in semiturno;
 - estensione dell’accordo “Disponibili”.
- Orario di lavoro: è stato sottoscritto l’accordo sindacale che regola una rimodulazione in due fasce dell’orario di lavoro del reparto “Adeguamento Rete” di A2A Reti Elettriche S.p.A., con la finalità di aumentare l’efficienza e la produttività del reparto, aumentando il numero di prove di diagnostica realizzabili nell’arco della settimana.
- Armonizzazione dei trattamenti in tema di reperibilità nel CCNL Gas Acqua: con tale Accordo sindacale è stato raggiunto l’obiettivo di armonizzare i trattamenti relativi all’istituto della reperibilità per i lavoratori il cui rapporto di lavoro è disciplinato, nelle diverse aree geografiche, dal CCNL Gas Acqua. Attraverso questo accordo si è resa omogenea l’applicazione dei trattamenti di reperibilità a livello di Gruppo, pur tenendo conto delle peculiarità territoriali e delle esigenze organizzative aziendali sui vari territori.
- Accordo sul progetto di rifacimento “Giunti MT”: con la sottoscrizione di questo importante accordo le parti hanno inteso favorire l’utilizzo del *know how* delle risorse interne provenienti da altre sedi di A2A Reti Elettriche S.p.A., al fine di potenziare il piano di rifacimento dei cd. giunti di media tensione, con l’obiettivo condiviso di migliorare, attraverso interventi preventivi di manutenzione sulla rete di distribuzione dell’energia elettrica, la continuità del servizio offerto all’utenza.
- *Revamping* Centrale “Lamarmora” di A2A Calore & Servizi S.r.l.: l’accordo disciplina il nuovo assetto produttivo ed organizzativo dell’Esercizio Impianti di Teleriscaldamento di Brescia che, in coerenza con il nuovo scenario normativo e di mercato, è improntato ad ottimizzare le prestazioni dell’intero sistema generativo.
- Si segnala infine che nel mese di dicembre 2015 hanno preso formalmente avvio le trattative per il rinnovo del CCNL per i lavoratori elettrici, a valere per il triennio 2016-2018.
- **B.U. Ambiente**
 - Contrattazione aziendale: sono stati sottoscritti molteplici accordi che hanno coinvolto le principali Società ed i diversi ambiti aziendali. Per quanto riguarda Amsa S.p.A. si segnala, per la significativa importanza, l’accordo relativo alla gestione del servizio di spazzamento, raccolta e smaltimento rifiuti presso il sito Expo (il Piano ha previsto l’assunzione di 420 risorse impiegate sia per le attività di sito sia per il potenziamento di

tutti i servizi ambientali in città), nonché l'accordo che ha definito l'armonizzazione dei servizi sanitari e sociali tra il nuovo Fondo sanitario di settore (Fasda) ed il Fondo aziendale socio assistenziale (Fidas). Per quanto riguarda A2A Ambiente S.p.A. si segnalano l'accordo di riorganizzazione delle attività di teleriscaldamento e logistica presso il Termovalorizzatore di Sillaz ed alcuni accordi sindacali sottoscritti presso gli Impianti della Campania (Termovalorizzatore di Acerra e Stir di Caivano), finalizzati a completare il Piano di mappatura dei ruoli operativi del sito.

- Contrattazione nazionale: sono proseguite nel corso dell'anno le trattative per il rinnovo dei due CCNL del settore ambientale (Utilitalia Ambiente ed Assoambiente), scaduti il 31 dicembre 2013.

La necessità di innovare alcuni istituti che regolano il rapporto di lavoro nel settore, a partire dall'incremento dell'orario di lavoro settimanale da 36 a 38 ore, ha ulteriormente allungato i tempi dei negoziati, che si concluderanno nel 1° semestre del 2016. La nuova vigenza triennale dei contratti partirà comunque dalla data di sottoscrizione.

Comunicazione Interna

143

Nel primo semestre del 2015, nell'ambito della struttura Organizzativa Sviluppo Risorse e Comunicazione Interna, è stata creata la Funzione di Comunicazione Interna con l'obiettivo di garantire l'implementazione di un Piano di Comunicazione interna del Gruppo, promuovere e progettare iniziative trasversali e di *change management*, volte ad accompagnare l'evoluzione della cultura aziendale. Nello specifico è stato avviato un piano di Comunicazione Interna, in linea con la *people strategy* e con le finalità del Piano Industriale, che ha l'obiettivo di migliorare e incrementare la comunicazione interna del Gruppo, anche attraverso il miglioramento del linguaggio, la realizzazione di nuovi strumenti di comunicazione interni e il potenziamento del coordinamento con le strutture che gestiscono la Comunicazione Istituzionale e Territoriale e con le diverse *Business Units*.

Ad aprile 2015 è stata organizzata una *Convention* dedicata al *Management* e *Middle Management* al fine di diffondere contenuti e messaggi del Piano Industriale 2015-2019, presentato in precedenza ad azionisti, investitori e parti sociali.

Sono state inoltre definite le azioni di breve e medio/lungo periodo, che hanno visto la realizzazione dei seguenti strumenti "core":

1. nel breve periodo:

- la rivisitazione non invasiva degli *space* (sia a Milano che a Brescia) con interventi di riqualificazione degli spazi comuni dedicati ai dipendenti, attraverso un bilanciamento tra passato, presente e futuro con 3 diversi percorsi di attenzione agli *stakeholder*: dipendenti, visitatori, ospiti. Attenzione alla Persona e al *Business Awareness* sono i pilastri dell'iniziativa;

- il Nuovo *House Organ* Aziendale, realizzato con l'obiettivo di costruire un dialogo e un confronto protratto nel tempo con i dipendenti attraverso il miglioramento della comunicazione e della circolazione delle informazioni tra gli uffici. Il nuovo *Magazine* vuole inoltre costruire identità, stimolando il senso di appartenenza e il gioco di squadra;
- 2. nel medio/lungo periodo:
 - la realizzazione di una nuova *Intranet* che, dall'attuale *Repository* dovrà diventare – attraverso una implementazione dei sistemi tecnologici - un *digital workspace*.

Sono state inoltre realizzate numerose campagne di comunicazione interna, trasversali a tutte le funzioni e alle *Business Units* del Gruppo, a supporto di iniziative di formazione e di *change management*, al fine di coinvolgere i diversi *target* individuati con diverse modalità di comunicazione e rafforzare così anche il senso di appartenenza al Gruppo.

Formazione e Addestramento

Per quanto attiene alle attività formative a favore dei dipendenti del Gruppo⁽¹⁾, al 31 dicembre 2015 sono state erogate nel complesso oltre 138.000 ore di formazione con più di 31.000 partecipazioni.

In particolare, il 61% delle ore è stato dedicato alla sicurezza dei lavoratori; la formazione tecnica e manageriale pesano rispettivamente il 13% e il 10% delle ore complessivamente erogate.

La formazione linguistica ha coinvolto complessivamente più di 300 persone per un totale di circa 8.200 ore.

In un'ottica di vicinanza ai fabbisogni dei diversi *business* sono stati realizzati e progettati interventi di formazione “ad hoc” destinati a specifiche popolazioni aziendali per supportare le risorse nel realizzare gli obiettivi di *business*:

- Popolazione ICT A2A S.p.A. e Selene S.p.A.
 - Progetto di supporto al *change management* del mondo ICT A2A: percorso dedicato ai responsabili e a tutta la popolazione ICT, volto a rafforzare l'identità e la coesione delle risorse mediante il miglioramento del lavoro di *team* e dello spirito di squadra. L'intervento ha coinvolto 130 persone, per circa 1.260 ore di formazione.
- Marketing e Vendite Mass Market - A2A Energia S.p.A.
 - *Digital marketing*: obiettivo dell'intervento fornire le linee guida di progettazione necessarie per ideare e valutare interfacce web semplici, piacevoli e vicine ai bisogni dei clienti. L'iniziativa ha coinvolto 8 persone, per un totale di 60 ore di formazione.

(1) I dati della formazione non includono il Gruppo EPCG.

- KPI di vendita: familiarizzare con il concetto di controllo commerciale e comprendere come utilizzare i KPI nei vari sistemi di valutazione aziendale, proponendo e condividendo le priorità e gli strumenti da adottare in futuro. L'intervento ha coinvolto 11 persone, per un totale di 82 ore di formazione.
- *Change management* B.U. Reti e Calore
Progetto di supporto al *change management*, volto a rafforzare l'identità e la coesione di tutti i responsabili della B.U. mediante il miglioramento del lavoro di *team* e dello spirito di squadra. L'evento è stato anche un momento d'incontro per condividere le sfide proposte dal nuovo piano industriale. L'intervento ha coinvolto 160 persone, sviluppando 960 ore di formazione.
- *Team building* per A2A Energia S.p.A.
Progetto volto a sviluppare la capacità di comunicazione, definire una nuova modalità di lavoro e di collaborazione, creare spirito d'identità ed *engagement* al Gruppo e all'Azienda. L'intervento ha coinvolto 56 responsabili, per un totale di 872 ore di formazione.
- *Master Ambiente*
Il percorso formativo dedicato agli HSE del Gruppo è stato avviato a fine anno; nel primo incontro che ha coinvolto 44 persone per un totale di 176 ore di formazione, sono stati trattati rudimenti operativi di diritto ambientale: testo unico ambientale e gestione dei rifiuti.
- Caccia al rischio per A2A Ambiente S.p.A.
Iniziativa formativa volta a indurre i partecipanti ad individuare autonomamente i rischi nella propria realtà lavorativa per creare maggiore consapevolezza su rischi e pericoli. L'intervento ha coinvolto 36 persone, per 192 ore di formazione.
- Approccio al rischio per A2A Calore & Servizi S.r.l.
L'iniziativa formativa ha come obiettivo quello di accompagnare i partecipanti ad una personale analisi "sul campo" delle proprie mansioni lavorative e dei rischi ad esse connessi, dando in questo modo concretezza ai documenti di riferimento (es. scheda di rischio), e di contestualizzarli. Attraverso un esercizio fisico di "arrampicata sportiva in palestra", si è voluto mettere l'accento sulla responsabilità del singolo rispetto alla propria sicurezza per poter innescare comportamenti più consapevoli, responsabili e proattivi rispetto al rischio specifico. L'intervento ha coinvolto 106 persone, per un totale di 636 ore di formazione.

Sviluppo

Per quanto riguarda le attività di sviluppo, in continuità con gli anni precedenti, si è svolto, sulla base del modello di competenze aziendali rivisto nel 2014, il processo di *Performance Management* di Gruppo che coinvolge Dirigenti, Quadri e Impiegati con l'obiettivo di sviluppare

comportamenti organizzativi in linea con le nuove sfide di *business* e di semplificare la fase di valutazione delle *performance*. I responsabili coinvolti nel ruolo di valutatori hanno ricevuto un'adeguata formazione nel corso degli anni, sia sul modello adottato dal Gruppo, sia sulla valutazione delle competenze e sul colloquio di *feedback*.

Nel corso del 2015 è proseguita la ricerca di risorse interne, tramite *Job Posting*, per la copertura di nuove posizioni, che ha portato a un totale di 62 posizioni aperte in un anno, con un incremento dell'utilizzo di questo strumento rispetto agli anni precedenti.

Sono proseguiti progetti dedicati a specifici *business/target* di popolazione. In particolare si è concluso il progetto “Laboratorio delle Competenze” finalizzato alla valorizzazione delle professionalità per le risorse delle società di distribuzione (A2A Reti Elettriche S.p.A., A2A Reti Gas S.p.A. e A2A Servizi alla Distribuzione S.p.A.).

Nel secondo semestre 2015 è stato avviato il progetto “La potenza dell'acqua”, finalizzato alla valorizzazione delle competenze e professionalità in ambito Impianti Idroelettrici presenti in Valtellina, con l'obiettivo di preservarne il *know-how* e garantire il mix generazionale negli anni. Il progetto verrà implementato nel corso del 2016.

Nel corso del 2015 è stato realizzato il progetto “Futura2a”, dedicato ai giovani laureati under 35 del Gruppo (circa 250), che ha avuto l'obiettivo di creare un circolo virtuoso di innovazione in A2A, facendo leva sull'intelligenza collettiva, per generare idee applicate attraverso la creazione di una *Community on-line* e la realizzazione di eventi “*live*”.

Dopo una prima fase Pilota di *co-design* della *Community Online*, è seguita una fase di Laboratorio delle Idee con una successiva fase di valutazione delle oltre 200 idee postate in piattaforma. Questa fase di valutazione ha portato allo sviluppo di 12 *business plan* delle idee finaliste e alla premiazione delle idee vincitrici nel corso di un evento finale che si è svolto a novembre.

Nel 2015 è stato avviato il progetto “Gulliver” con l'obiettivo di elaborare un *Succession Plan* che garantisca al Gruppo la pianificazione della copertura delle posizioni in struttura e favorisca *job rotation* che valorizzino le risorse, creando ruoli manageriali *multi skill* per competenze tecnico manageriali e mantenendo adeguati livelli di *retention*.

A fine semestre 2015 è stata avviata un'iniziativa dedicata ai giovani laureati del Gruppo, con l'obiettivo di favorire lo scambio con il *Top Management*: verranno pertanto realizzati degli incontri con il Direttore di riferimento per favorire la creazione di una visione complessiva del *business* e del contesto, evidenziando le attività in corso e le sfide future in coerenza con il Piano Industriale.

Employer Branding e Politiche Sociali

Nell'ambito della struttura Organizzativa Sviluppo Risorse e Comunicazione Interna la funzione *Employer Branding* e Politiche Sociali, costituita ad inizio 2015, ha lavorato sviluppando parallelamente due approcci: il primo, “tradizionale” che ha visto il consolidamento di *partnership* con Atenei e una maggiore presenza del Gruppo sul territorio; il secondo, più “innovativo” ha visto la realizzazione di iniziative sperimentali e pilota.

Nel corso dell'anno sono state rafforzate e innovate le modalità di *partnership* con gli istituti accademici (27 *partnership* per convenzioni *stage* e 5 per iniziative di *Employer Branding*), e scuole secondarie superiori (30 istituti convenzionati per *stage*) con l'obiettivo di attrarre e trattenere le risorse migliori.

Nel corso del 2015 sono stati realizzati 22 eventi, il 440% in più rispetto all'anno precedente raggruppabili in tre macro aree: eventi *open* (organizzati dalle Università), eventi ad hoc, ed eventi in ambito ricerca/innovazione.

Per quanto riguarda gli eventi ad hoc, è stata lanciata a maggio l'iniziativa sperimentale UNlversoA2A, per incontrare giovani laureati e neo-laureati in materie scientifiche ed economiche delle Università della Lombardia (Università Bocconi, Università degli Studi di Brescia, Università Cattolica del Sacro Cuore, Politecnico di Milano, Università degli Studi di Milano Bicocca).

Numerosi gli studenti che hanno accolto l'opportunità di conoscere da vicino la realtà *multi-business* del Gruppo A2A, e che hanno partecipato agli incontri visitando il Termoutilizzatore di Brescia e il Termovalorizzatore di Milano.

È inoltre proseguito l'impegno allo sviluppo delle attività di comunicazione sui *social network* per incrementare la visibilità delle iniziative e le opportunità del Gruppo A2A.

Particolare attenzione merita il percorso di dialogo e ascolto degli studenti, avviato con tre “*focus group*” (Università Bocconi e Università Cattolica del Sacro Cuore), tale percorso proseguirà anche nel 2016 per comprendere come gli studenti percepiscono A2A, per analizzarne il posizionamento e l'attrattività. I dati emersi verranno utilizzati per pianificare con le Università attività specifiche e azioni mirate sui diversi target di studenti.

In ambito Politiche Sociali proseguono le attività per sviluppare, in collaborazione con altre funzioni del Gruppo, le attività di *welfare* aziendale a favore dei dipendenti per migliorare la conciliazione vita-lavoro e aumentare il senso di coesione, di appartenenza al Gruppo e di integrazione sul territorio.

In particolare a luglio è partito il “progetto Melograno” dedicato alle tematiche di “*gender balance*”. Il Progetto vuole favorire lo sviluppo di una cultura aziendale volta alla valorizzazione

delle risorse femminili in azienda e all'implementazione di azioni concrete di *welfare* per tutta la popolazione aziendale.

Gli obiettivi, ambiziosi e sfidanti, coerenti con le linee guida del Piano Industriale, partono dalla promozione del cambiamento attraverso l'ascolto. I partecipanti al "progetto Melograno", più di 40 tra colleghe e colleghi, suddivisi in cinque gruppi di lavoro, hanno lavorato nel secondo semestre su tematiche fondamentali per l'azienda: "Lavoro Agile", "Formazione e Coinvolgimento", "Benessere Aziendale", "Rete Professionale" e "Competenze di Genere".

La gestione delle informazioni è stata improntata ad un approccio digitale e trasparente, attraverso l'utilizzo di un *blog* dove i gruppi di lavoro hanno interagito tra di loro e con il *team* di progetto.

A supporto dell'iniziativa sono stati inoltre organizzati 5 *focus group*, come momenti di ascolto, trasversali su tutta la popolazione aziendale. Gli spunti emersi durante gli incontri sono stati approfonditi durante i lavori di gruppo.

Nel corso del secondo semestre sono stati realizzati tre eventi "*live*" e i progetti concreti, dopo una valutazione da parte del Comitato Guida, saranno realizzati nel corso del 2016.

In ambito Politiche Sociali proseguono le attività di potenziamento dei servizi di conciliazione Famiglia-Lavoro. Nello specifico è stata rinnovata la convenzione per il servizio di assistenza socio-psicologica, che ha visto nel corso del 2015 l'ampliamento dell'orario di presenza degli psicologi, registrando un incremento del 34% del numero di consulenze erogate (1.374).

Da evidenziare inoltre che nel corso del 2015 A2A ha ottenuto da parte del MIUR il riconoscimento della parità scolastica per la sezione Scuola di Infanzia dell'Asilo Scuola di infanzia di Brescia; tale riconoscimento rappresenta la garanzia di maggior tutela di controllo e valutazione sugli standard del servizio da parte della Regione nei confronti del gestore.

Selezione

Il piano Assunzioni 2015 ha permesso di avviare un sostanziale ricambio generazionale nelle *Operations*, attraverso l'ingresso in stage e/o contratti di lavoro subordinato di giovani diplomati/laureati, inseriti nelle diverse realtà impiantistiche del Gruppo, a garanzia della salvaguardia del *know-how* tecnico specialistico.

Contestualmente, sono state realizzate selezioni per l'ingresso di professionalità specifiche che, con diversi gradi di *seniority* e di specializzazione, potessero garantire la realizzazione di sfidanti progetti di *Change Management* e di *Innovation*, nell'ambito dell'ICT, della Vendita e di alcune tra le principali funzioni di *Corporate*.

Sono stati infine attivati i contratti di somministrazione necessari al mantenimento dei livelli di servizio per attività di *call center* e servizi ambientali (operatori ecologici/motocarristi).

Responsabilità sociale e relazioni con gli *stakeholder*

A2A ha pubblicato, a giugno 2015, il suo settimo Bilancio di Sostenibilità seguendo, per la prima volta, i nuovi criteri internazionali del *Global Reporting Initiative* (linee guida GRI.G4), che pongono sempre più l'accento sull'attenta lettura delle aspettative degli interlocutori dell'azienda, come base per individuare i temi rilevanti da rendicontare. Questo passaggio si innesta perfettamente nella linea di evoluzione di A2A che, ad aprile 2015, ha presentato il suo nuovo Piano Strategico 2015-19 che mira ad una radicale trasformazione del Gruppo attraverso il ritorno alla sua vocazione industriale, il riavvicinamento al territorio, il rilancio degli investimenti, il bilanciamento del portafoglio di *business*, l'innovazione tecnologica e digitale, la valorizzazione del capitale umano e, in particolare, dei giovani. Ad ulteriore conferma della centralità dei valori di sostenibilità economica, ambientale e sociale per il Gruppo, il 12 novembre 2015 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato l'avvio di un impegnativo programma di sviluppo, per gli anni 2016-2017, delle attività di *Corporate Social Responsibility*, in linea con le migliori pratiche internazionali ed in coerenza con il Piano Industriale. Gli interventi si concentreranno su quattro aree:

- estensione a 7 ambiti territoriali del modello di coinvolgimento degli *stakeholder*, basato su forum *multistakeholder* e bilanci di sostenibilità territoriali, sperimentato a giugno 2015 a Brescia;
- approvazione del Bilancio di Sostenibilità 2015 in Assemblea dei Soci e successiva evoluzione in un *Report Integrato* secondo gli *standard* del *framework dell'International Integrated Reporting Council* (IIRC);
- definizione di un nuovo Piano di Sostenibilità 2016-2020 e introduzione di obiettivi di sostenibilità ambientale e sociale nel sistema di incentivazione del *management*;
- sviluppo di programmi di formazione interna per consolidare un approccio condiviso alla sostenibilità.

Di seguito si riportano alcuni dei progetti e avvenimenti in ambito di *Corporate Social Responsibility*, realizzati da A2A e dalle società del Gruppo nel corso del 2015:

Ambiente

- Sono in corso a Milano, Brescia e Bergamo i lavori per la nuova illuminazione a *led* delle città. A2A si è attivata, in accordo con le Amministrazioni Comunali, per sostituire tutti i

- punti luce con apparecchi a *led*, entro il 2016. Al 31 dicembre 2015, a Milano, Brescia e Bergamo i lavori hanno coperto rispettivamente il 95%, 70% e 45% della rete di illuminazione.
- È stato inaugurato a Varese, a maggio 2015, il primo impianto solare termico per teleriscaldamento del sud Europa, realizzato da Varese Risorse S.p.A., società del Gruppo A2A. Il nuovo impianto contribuisce a produrre calore da fornire agli edifici, tramite la rete di distribuzione realizzata in città, con fonte completamente rinnovabile.
 - Sono in corso interventi di manutenzione straordinaria o ottimizzazione di alcuni impianti: in particolare A2A ha ritenuto necessario e strategico rendere maggiormente flessibili e competitivi alcuni impianti di tipologia a Ciclo Combinato a Gas con Turbogas. Nel 2015 è stato stipulato un accordo con General Electric per l'installazione, presso la Centrale di Chivasso (TO) di nuovi bruciatori a bassa emissione di NOx. Sono state inoltre effettuate le attività propedeutiche all'intervento di manutenzione straordinaria del Termovalorizzatore Sillaz di Milano che nel 2016 incrementerà la capacità termica a beneficio della rete di teleriscaldamento del 15%.
 - Al 31 dicembre 2015 si è concluso un importante programma di interventi su alcuni impianti di trattamento dell'acquedotto di Brescia, finalizzato ad abbattere al di sotto della soglia di rilevanza (2 microgrammi/litro) la concentrazione del cromo esavalente nell'acqua erogata. Nel mese di novembre sono inoltre iniziati i lavori di adeguamento dell'impianto di depurazione.

Clienti

- Un'indagine di *Customer Satisfaction* effettuata all'interno di Expo, sulla pulizia e gestione dei rifiuti svolta da Amsa, su un campione di 500 visitatori stranieri e 1.000 cittadini milanesi, ha confermato un livello di qualità percepito elevato. La totalità degli intervistati ha espresso un voto superiore all'8 (su una scala da 1 a 10).
- Amsa, con il Patrocinio del Comune di Milano, ha distribuito 3.000 "Cenerini" agli esercizi commerciali – realizzati in collaborazione con i consorzi Comieco e CIAL – e 25.000 posacenere tascabili presso le stazioni della metropolitana, oltre l'affissione di 310 manifesti nella città. La campagna di informazione ha l'obiettivo di sensibilizzare i cittadini sulla dispersione dei mozziconi nell'ambiente.
- Grazie al progetto sperimentale di Amsa e Comune di Milano, a Milano si è allargata ulteriormente il campo della raccolta differenziata sul territorio. Da novembre 2015, in collaborazione con due operatori della GDO, è stata avviata la raccolta dell'olio alimentare esausto.
- A dicembre 2015, con una campagna pubblicitaria *teaser* e una serie di incontri con *stakeholder* rilevanti (Consigli di quartiere, Associazioni Ambientaliste e Consumatori, associazioni di categoria), ha preso il via la campagna di informazione e sensibilizzazione sul nuovo sistema di raccolta differenziata che prenderà avvio nella città di Brescia nei primi mesi del 2016. Il nuovo sistema di raccolta domiciliare combinata prevede la raccolta

porta a porta di vetro, metalli, plastica e carta e il conferimento dei rifiuti organici e indifferenziati in cassonetti stradali con calotta apribili con una tessera personalizzata.

Dipendenti

- Il Gruppo sta introducendo un programma denominato “*Leadership in Health and Safety* (LiHS)”, per instillare una corretta cultura aziendale della sicurezza. Nel dicembre del 2015 è stato realizzato il primo *workshop* che ha visto coinvolto il *top management* della *Business Unit* Reti e Calore nell’ambito di un primo progetto pilota.
- A2A ha lanciato il “Progetto Melograno”, che intende promuovere il cambiamento verso una nuova cultura aziendale sui temi di “*Gender balance*”. Gli obiettivi del Progetto sono focalizzati alla “valorizzazione” della componente femminile in azienda ed alla creazione di un piano di azione sulla “*Diversity*”.
- A settembre 2015 è stato distribuito a tutti i dipendenti il nuovo *magazine* interno “SiamoA2A”, che avrà cadenza trimestrale.
- Concluso il progetto “FuturA2A”, rivolto ai giovani laureati del Gruppo, con l’identificazione dell’idea vincente: “Dalla bolletta all’efficienza energetica”, che si propone di fornire consulenza e prodotti per l’efficienza energetica nelle case dei clienti A2A. L’intero progetto è stato premiato a luglio 2015 nell’ambito degli AIDP AWARD 2015: concorso annuale che premia i progetti più stimolanti nell’ambito delle HR.

Azionisti

- Dal 29 gennaio 2015 A2A è inclusa nell’*Ethibel Pioneer Investment Register*, sviluppato da *Forum Ethibel* per gli investimenti socialmente responsabili. L’inclusione indica che la società può essere qualificata come *sector leader* in termini di *Corporate Social Responsibility*.

Comunità

- A Brescia sono stati installati sei totem multimediali per informare giorno per giorno i cittadini sui dati connessi alle attività di A2A, quali: la produzione e le emissioni del termoutilizzatore, i dati sulla qualità dell’acqua e lo stato avanzamento del progetto di abbattimento del cromo esavalente, il piano di sostituzione delle lampade dell’illuminazione pubblica con i *led*, la raccolta differenziata dei rifiuti.
- L’8 giugno è stato realizzato il primo “*Forum multistakeholder*” di A2A, che ha previsto il coinvolgimento di diverse categorie di portatori di interesse (*stakeholder*). Ai 41 partecipanti è stato chiesto di lavorare insieme e proporre possibili iniziative per promuovere la sostenibilità ambientale, economica e sociale delle attività di A2A, migliorando il coinvolgimento e l’informazione al territorio. Delle 19 idee proposte, 5 saranno realizzate nei prossimi mesi. È stato inoltre pubblicato, a valle del forum, il primo Bilancio di Sostenibilità territoriale 2015 per il territorio di Brescia, il documento che per la prima volta riporta fatti e numeri chiave della sostenibilità di A2A riferiti ad una specifica area geografica.

- Il Gruppo ha partecipato al progetto “Reti e sostenibilità” promosso da Adiconsum attraverso la partecipazione ad un tavolo di lavoro, con altre aziende italiane. Questo progetto ha avuto l’obiettivo di creare un confronto sui temi della responsabilità ambientale, con la possibilità di far conoscere i progetti ritenuti di particolare rilevanza, nonché di evidenziare e promuovere le *best practice* nazionali.
- A2A ha partecipato al progetto realizzato da Federconsumatori Lombardia, con le associazioni *partner* Coniacute e Adusbef, nell’ambito del programma generale di intervento della Regione Lombardia sulla Qualità dei servizi in Lombardia. Sono stati organizzati incontri territoriali, ai quali A2A ha partecipato attivamente. Il 21 dicembre 2015 al Palazzo della Regione Lombardia sono stati presentati i risultati definitivi dell’indagine. Durante gli incontri sono state segnalate come *best practice* la Carta della qualità dei Servizi Ambientali di Amsa e di Aprica.
- Sono terminati, con la chiusura dell’anno scolastico, i progetti relativi all’educazione ambientale nelle scuole, realizzati e promossi dal Gruppo A2A: “Vesti tu la bottiglietta”, “Energia e arte” e “Ecoreporter, rifiuti da prima pagina”. Nell’anno scolastico 2014-2015 sono state realizzate 17.000 visite guidate agli impianti e sono stati creati più di 500 elaborati nell’ambito di concorsi per scuole primarie e secondarie di primo grado dagli oltre 5.000 ragazzi che vi hanno preso parte. A2A ha inoltre erogato 30 borse di studio per meriti scolastici o finalizzate allo studio della lingua straniera all’estero. Nel mese di luglio 2015 i docenti della Lombardia che avevano visitato gli impianti di A2A sono stati invitati a partecipare a un sondaggio di gradimento sulle attività del Progetto Scuola del Gruppo. I docenti hanno valutato molto positivamente (con un voto medio di 8 su 10) tutte le iniziative del progetto (visite guidate, concorsi, interventi in aula, convegni dedicati). A dicembre è stato avviato il nuovo progetto denominato “Messaggi dallo spazio”, concorso digitale volto a sensibilizzare le giovani generazioni ai temi ambientali; la partecipazione al concorso è rivolta agli studenti dei 389 comuni, in cui opera il Gruppo.
- A2A ha lanciato la nuova versione dell’Applicazione “PULlamo”: *tool* dedicato alla raccolta differenziata e ai servizi ambientali. La App delle società Amsa, Aspem e Aprica si è aggiudicata il Premio “APP Servizio Clienti” (da parte del Club CMMC - *Customer Management Multimedia Competence* alle Aziende che operano nella Relazione con i Clienti) essendosi distinta per innovazione tecnica e attenzione alle segnalazioni dei clienti.

Responsabilità ambientale

Il Sistema di Gestione Ambientale si fonda sui principi esplicitati nella Politica per la Qualità, l'Ambiente e la Sicurezza di Gruppo e nelle Politiche ambientali di settore ed è finalizzato alla promozione del progressivo e continuo miglioramento delle *performance* aziendali, in termini di efficacia e di efficienza nella gestione degli aspetti ambientali connessi alle proprie attività. Tale Sistema è adottato ed implementato in maniera integrata al più ampio Sistema di Gestione Aziendale, che governa anche le altre tematiche strategiche per la sostenibilità, tra cui quelle relative alla Qualità e alla Sicurezza.

La corretta applicazione del Sistema di Gestione Ambientale si attua attraverso la messa in opera di diverse tipologie di interventi, quali l'individuazione chiara di principi, ruoli e responsabilità, l'identificazione delle attività che coinvolgono aspetti ambientali, la valutazione delle aree nelle quali è possibile intervenire per perseguire miglioramenti dal punto di vista organizzativo o strutturale, la definizione di obiettivi e relative strategie d'azione, la determinazione di idonee, modalità di lavoro e di controllo operativo.

Al fine di verificare l'efficienza e l'efficacia dei Sistemi di Gestione e la loro capacità di assicurare il rispetto dei principi adottati ed il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento, vengono programmati ed effettuati periodici *audit* interni. L'adeguatezza dei Sistemi è confermata attraverso gli *audit* effettuati da parte di soggetti terzi indipendenti ed è attestata dall'ottenimento delle Certificazioni ISO 14001 e della Registrazione EMAS presso le principali realtà aziendali.

Alla data del 31 dicembre 2015, gli impianti del Gruppo A2A in possesso della Registrazione EMAS sono 24. Inoltre, per il sito di Amsa - Via Zama l'iter di registrazione è in fase di ultimazione.

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

Innovazione sviluppo e ricerca

Il Gruppo A2A svolge attività di ricerca e innovazione coerentemente con i programmi di sviluppo delle proprie filiere di *business*. L'organizzazione per *Business Units* favorisce la focalizzazione delle attività per ambito pur con l'attenzione alle opportunità di programmi di ricerca trasversali.

In particolare la *Business Unit* Reti è impegnata nello sviluppo delle nuove soluzioni per le cosiddette *smartgrid*, dove attraverso l'introduzione di tecnologia digitale si realizzano nuove funzionalità necessarie per gestire la crescente complessità derivante dalla diffusione delle fonti di generazione distribuita collegate alla rete di distribuzione e per meglio rispondere alle richieste del Regolatore e alle attese dei clienti.

Progetto Smart Domo Grid

In particolare si è concluso il Progetto *Smart Domo Grid*, cofinanziato dal Ministero dello Sviluppo Economico che ha visto A2A Reti Elettriche S.p.A. capofila insieme al Politecnico di Milano (dipartimento di Energia) e Whirlpool come *partner*. Il progetto ha compreso il disegno e la realizzazione di una soluzione *smartgrid* con funzionalità *demand/response*, per consentire alla rete elettrica del Distributore di governare il carico dei clienti in funzione di opportunità di ottimizzazione dei costi e dei servizi a favore di entrambi. La soluzione ha riscosso successo sia per l'interesse e la disponibilità dimostrata dagli utenti, che si sono prestati al test, sia per i benefici raggiunti (se pur in condizioni di sperimentazione in contesto normativo ancora in divenire). In un quartiere di Brescia la sperimentazione ha coinvolto ventuno famiglie dotate di nuovi elettrodomestici, strumenti e formazione per il loro utilizzo potendo quindi prendere coscienza dei propri consumi ed operare scelte per ottimizzare la spesa per energia.

Progetti AEEGSI 39/10

Sono in completamento i Progetti per la Delibera AEEGSI ARG/elt 39/10 avendo A2A Reti Elettriche S.p.A. ottenuto l'approvazione da parte dell'AEEGSI per la realizzazione di due pro-

getti pilota: il primo concerne una cabina primaria di Milano (Lambrate), l'altro una cabina primaria di Brescia (Gavardo), con differenti caratteristiche di rete sottesa. Entrambi hanno l'obiettivo di superare le attuali limitazioni della protezione di interfaccia dei generatori connessi alla rete MT, di introdurre funzionalità innovative di regolazione della tensione e, potenzialmente, di effettuare un dispacciamento locale comunicando a Terna S.p.A. dati di sintesi della produzione immessa sulla rete MT. Ciò a favore dello sviluppo della generazione distribuita e quindi dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica. Inoltre il progetto di Lambrate prevede la sperimentazione della selettività logica e la riconfigurazione automatica di alcune linee della rete MT per ridurre drasticamente i tempi di ripristino in caso di guasto.

Progetti WFM e IDMS

Sono in corso i Progetti WFM e IDMS finalizzati al miglioramento dei processi di gestione operativa della rete attraverso soluzioni informatiche. WFM si concentra sull'integrazione della gestione degli assets fisici con il sistema cartografico, utilizzando anche tecnologie GPS per la localizzazione degli impianti e delle squadre operative disponibili sul territorio, dotate di dispositivi mobili per una più efficace ed efficiente gestione degli interventi. IDMS rappresenta un significativo passo avanti nella gestione di tutti i processi operativi di gestione della rete elettrica, sia in fase di conduzione sia in fase di pianificazione. Include inoltre tra i suoi obiettivi primari l'interoperabilità tra la sala multiservizio di Brescia e la sala controllo elettrica di Milano, garantendo infine il *disaster recovery* a caldo tra le due in caso di indisponibilità di uno dei due siti. IDMS sovrintenderà anche la gestione della rete di illuminazione pubblica, recentemente coinvolta da A2A Reti Elettriche S.p.A. nel massimo rinnovamento dei corpi illuminanti (sostituzione delle tradizionali lampade ad incandescenza con LED) e del sistema di supervisione e controllo, con lo scopo di ridurre i consumi energetici.

Progetto IDE4L

A2A Reti Elettriche S.p.A. ha in corso il Progetto IDE4L (*Ideal Grid for All*), cofinanziato dalla UE nell'ambito del programma di ricerca e innovazione FP7, che capitalizza l'esperienza accumulata nel precedente progetto FP7 INTEGRIS e si propone di sviluppare e dimostrare un sistema completo di automazione per la gestione della rete attiva completa di generazione distribuita (DER), sia in termini di gestione in tempo reale (RT) sia di pianificazione a medio-lungo termine. Il progetto si concentra sulle funzionalità rilevanti per la pianificazione e gestione operativa delle reti quali ad esempio:

- la ricerca e l'isolamento automatico di tratti guasti per una migliore qualità del servizio;

- la gestione delle congestioni di rete e l'indirizzo ottimale per gli investimenti prioritari;
- l'integrazione delle generazioni distribuite da fonti rinnovabili e la loro gestione operativa ottimale.

Il progetto di durata triennale, si concluderà ad agosto 2016, e si trova quindi nella fase conclusiva. Il primo riscontro fornito dai valutatori della Commissione Europea è stato altamente positivo.

Oltre al già citato INTEGRIS, A2A Reti Elettriche S.p.A. ha concluso il progetto di ricerca FP7 EccoFlow sulla sperimentazione di dispositivi a superconduttore per la limitazione delle correnti di guasto sulla rete di media tensione.

Progetto SCUOLA

Si è conclusa la fase implementativa nel 2015, mentre i test e la pubblicazione dei risultati termineranno nel primo trimestre 2016. Il progetto SCUOLA, presentato nel 2013 al bando Regione Lombardia, ha ottenuto il primo posto nella relativa graduatoria sia in termini qualitativi che di *budget* (10 milioni di euro).

Il progetto SCUOLA - *Smart Campus as Urban Open Labs* - sperimenta un sistema *Smart Grid* evoluto per integrare in modo intelligente vari aspetti energetici delle aree urbane:

- gestione energetica efficiente degli usi finali dell'energia;
- interazione rete-utente finale per contribuire alla stabilità della rete;
- ricarica intelligente dei veicoli elettrici;
- generazione innovativa da fonti rinnovabili e non;
- efficienza energetica degli involucri e impianti degli edifici;
- tecnologie di comunicazione avanzate per fornire servizi al cittadino.

Il cuore del progetto è la rete elettrica, che mira ad accrescere la sua intelligenza mediante l'introduzione di innovativi sistemi di comunicazione, di controllo e gestione, di sensoristica/automazione/protezione, e di moderni meccanismi di attuazione per supportare il funzionamento efficiente e coordinato del sistema e fornire vantaggi diretti ai cittadini.

Gli obiettivi specifici del progetto sono:

- evoluzione della rete elettrica per garantire una maggiore continuità del servizio e abilitare la partecipazione attiva degli utenti;
- gestione della ricarica dei veicoli elettrici in funzione del tempo e della potenza disponibile, dei costi dell'energia e delle esigenze di bilanciamento di rete e disponibilità di produzione;
- nuovo pannello fotovoltaico con integrato accumulo di energia elettrica e produzione

di calore per semplificare la gestione della produzione non programmabile e migliorare l'efficienza complessiva;

- integrazione di edifici completi di sensori e automazione per monitorare i parametri di comfort e ottimizzare i consumi (eventualmente simulando le interazioni positive con la rete elettrica che possono essere ottenute dalle tecniche di ristrutturazione *Nearly Zero Energy Building*);
- *demand-response* estesa per abilitare la partecipazione degli utenti (*consumer-prosumer*) al mercato dell'energia (*aggregator*) e alle esigenze della rete elettrica;
- sensori e dispositivi *smart* sul territorio per raccogliere dati in tempo reale e fornire informazioni e servizi agli utenti anche in mobilità per ottimizzare i consumi energetici.

Quanto sviluppato è stato realizzato sui seguenti dimostratori:

- 2 edifici presso il Politecnico di Milano;
- 2 edifici presso l'Università di Brescia;
- 1 utente domestico a Brescia;
- alcuni punti di ricarica pubblici per veicoli elettrici.

La rete elettrica, cuore della *Smart City*, è elemento centrale dell'integrazione dei dispositivi e dei sistemi di misura, di controllo e governo delle componenti energetiche non solo elettriche ma anche termiche.

A2A è la capofila di un partenariato che vede la partecipazione del Politecnico di Milano e dell'Università di Brescia, di 3 grandi imprese (ADB, CPL, LuVE), 7 PMI (CEL, Coster, Eclipse, GFM-net, Italdata, SIEL, Thytronic) tutte strettamente legate al tessuto territoriale in cui prevalentemente opera A2A.

Progetto Brescia *Smart Living*

Brescia *Smart Living*, classificatosi al primo posto nella graduatoria di valutazione tra i progetti vincitori del Bando MIUR 2012 (DD591/2012), è un progetto di ricerca cofinanziato dal Ministero dell'Università e della Ricerca e partito a marzo del 2015. Il termine del progetto è previsto a febbraio 2018.

È un progetto con un *budget* complessivo di circa 10 milioni di euro e che vede A2A S.p.A. coinvolta in prima fila nel governo di un partenariato partecipato da diverse società del gruppo (A2A Reti Elettriche S.p.A., Selene S.p.A., A2A Calore & Servizi S.r.l., A2A Servizi alla Distribuzione S.p.A., Aprica S.p.A., A2A Ciclo Idrico S.p.A.) e più soggetti tra cui enti di ricerca, università, grandi e piccole e medie imprese (Università degli Studi di Brescia, ENEA, Beretta Fabbrica D'Armi, Cavagna Group, ST Microelectronics, Cauto, Iperelle, TeamWare e FGE Elettronica).

Le attività di sperimentazione del progetto riguardano alcune zone della città di Brescia, sulle quali sarà avviato un percorso sperimentale che unirà tecnologie per il benessere, per l'ambiente e sistemi di tutela di cittadini fragili.

Il partenariato si propone di realizzare un *proof of concept* di *Smart City* sostenibile, vivibile e con nuovi e migliori servizi sia per la municipalità, per migliorare il governo della città, sia per i cittadini, per migliorare la qualità della vita.

I temi al centro del miglioramento sono i consumi energetici, l'illuminazione pubblica, l'analisi della qualità dell'aria e del rumore, la raccolta dei rifiuti, l'interazione sociale, la tutela dei più deboli, la sicurezza, le infrastrutture di comunicazione, l'informazione e la trasparenza.

Il progetto sta terminando la fase di analisi dello stato dell'arte e definizione delle specifiche; a breve entrerà nel vivo della progettazione dei sistemi.

Progetto *Sharing Cities*

Sharing Cities è un progetto di ricerca cofinanziato dalla UE nell'ambito del programma Horizon 2020, Call Smart Cities & Communities. Il progetto è iniziato a gennaio del 2016 e il suo completamento è previsto ad aprile 2020.

La Greater London Authority è capofila di un partenariato costituito da 34 soggetti. A2A SpA partecipa all'iniziativa con A2A Reti Elettriche S.p.A. e Selene S.p.A.. Il *budget* complessivo è di circa 28 milioni di euro.

Tra i diversi partner, sono coinvolte le municipalità di Milano, Londra e Lisbona (*core cities*) e quelle di Bordeaux, Burgas e Warsaw (*followers cities*).

Il partenariato, tramite un approccio digitale e guidato dalla raccolta dei dati, mira a superare alcune tra le fondamentali sfide ambientali di una città: l'emissione di CO₂ da edifici e trasporti e la qualità dell'aria.

Gli obiettivi sono quelli di coinvolgere attivamente i cittadini per lo sviluppo di meccanismi di partecipazione e *co-design* delle soluzioni per il *retrofit* dei *building*, la gestione integrata dei sistemi energetici, la mobilità elettrica e i servizi abbinabili agli *smart lampposts*. Per raggiungere questi obiettivi, verranno sviluppate delle piattaforme IT in grado di raccogliere le informazioni dal campo e trasformarle in servizi ai cittadini.

Il progetto è nelle sue primissime fasi di partenza.

Sintesi dei progetti cofinanziati

Nome progetto	Date	Ente cofinanziatore	Partecipanti per A2A
Sharing Cities	2016/01 2020/12	EU-H2020 Smart Cities & Communities SCC-01-2015 innovation Action – Proposal Id: SEP-210271592	A2A S.p.A. A2A Reti Elettriche S.p.A. Selene S.p.A.
Brescia Smart Living	2015/03 2018/02	DD591/2012 Ministero dell'Università e della Ricerca (MIUR)	A2A S.p.A. A2A Reti Elettriche S.p.A. A2A Calore e Servizi S.r.l. Selene S.p.A. A2A Servizi alla Distribuzione S.p.A. Aprica S.p.A. A2A Ciclo Idrico S.p.A.
IDE4L	2013/09 2016/08	EU-FP7 ENERGY.2013.7.1.1 grant agreement no. 608860	A2A Reti Elettriche S.p.A.
Delibera 39/10	2011/03 2015/12	Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico	A2A Reti Elettriche S.p.A.
SCUOLA	2014/03 2015/12	Regione Lombardia	A2A S.p.A. A2A Reti Elettriche S.p.A.
Smart Domo Grid	2011/08 2014/12	Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE)	A2A Reti Elettriche S.p.A.
ECCOFLOW	2010/02 2013/12	EU-FP7 ENERGY.2009.7.3.1 grant agreement no. 241285	A2A Reti Elettriche S.p.A.
INTEGRIS	2010/02 2012/12	EU-FP7 ICT-Energy-2009-1 grant agreement no. 247938	A2A Reti Elettriche S.p.A.

Altro

Prosegue inoltre la sperimentazione nel campo della Mobilità Elettrica attraverso il progetto *E-moving* che ha consentito l'installazione di colonnine di ricarica pubblica a Milano, Brescia e Sondrio, oltre che la verifica di funzionamento di veicoli elettrici di molteplici marche. Tale progetto è terminato nella sua attuale forma voluta dalla AEEGSI alla fine del 2015 ed è stata decisa un'estensione ulteriore della convenzione con i Comuni fino a fine 2016.

Inoltre A2A ha sponsorizzato le prime Isole Digitali che ospitano oltre alla ricarica dei quadricicli elettrici anche servizi di videosorveglianza, *Wi-Fi*, *infopoint*, illuminazione LED. A2A ha supportato l'installazione di queste nuove infrastrutture all'interno della città di Milano anche per favorire una mobilità elettrica privata e anche di tipo *car-sharing*.

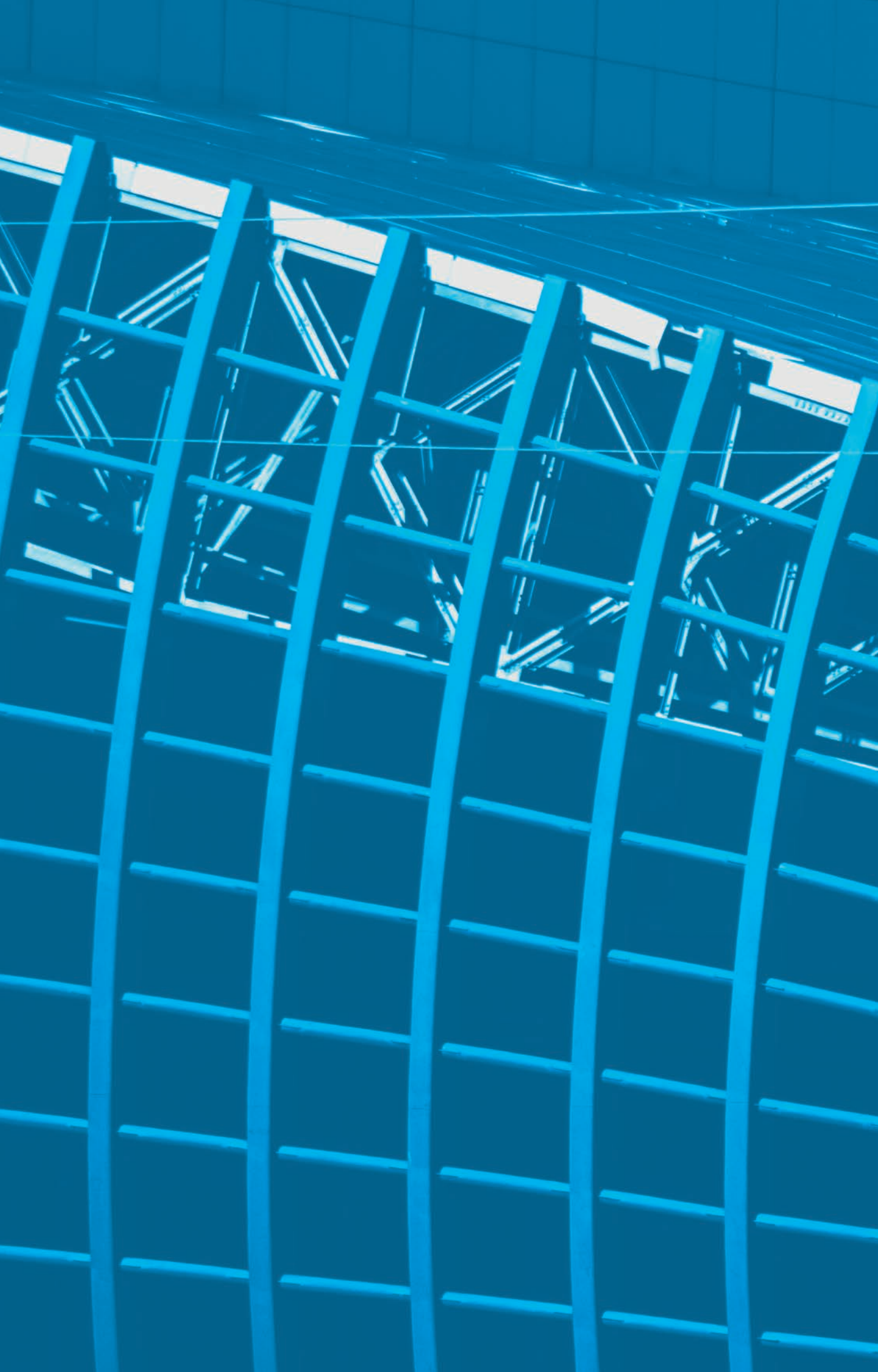
Anche nel settore ambiente proseguono i progetti: nel corso del 2015 Amsa S.p.A. ha partecipato al progetto *E-waste*, partenariato tra le imprese Tecnochimica S.r.l., RE.MEDIA, Stena Technoworld S.r.l., S.E.VAL. S.r.l., Gaser San Giuliano S.r.l., gli organismi di ricerca Politecnico di Milano e Cefriel, in collaborazione con il Comune di Milano ed il Comune di San Donato Milanese. L'obiettivo specifico del progetto è stata l'ottimizzazione del riciclo dei RAEE (rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche) e l'aumento della quantità di terre rare e metalli

preziosi ricavati dai rifiuti raccolti. Il progetto prevedeva la ridefinizione dei cicli logistici di recupero e utilizzo e il miglioramento degli impianti esistenti unito alla definizione di nuove tecnologie di trattamento. In particolare, Amsa S.p.A. ha collaborato al progetto attraverso:

- la valutazione delle *performance* e l'analisi dei punti di forza e di debolezza delle attuali soluzioni operative per la raccolta (attraverso il vecchio Centro Ambientale Mobile - CAM, piattaforma mobile di raccolta);
- lo sviluppo di un nuovo sistema di raccolta per i piccoli RAEE attraverso un nuovo Centro Ambientale Mobile specializzato nella raccolta dei piccoli elettrodomestici e altri Rifiuti Elettrici ed Elettronici (RAEE) e attraverso il cestino intelligente sviluppato da CEFRIEL;
- la valutazione in campo a scala pilota del nuovo sistema di raccolta, validato e verificato mediante punti di raccolta in siti circoscritti selezionati strategici (anche dal punto di vista della diffusione dell'informazione);
- la sensibilizzazione dei cittadini che conferiscono al Centro Ambientale Mobile attraverso una specifica campagna di comunicazione e formazione di personale di contatto per una corretta informazione sui conferimenti;
- un'analisi sulla percezione dei servizi di raccolta in generale ed in particolare, di conoscenza sui temi di raccolta e riciclo dei RAEE attraverso un questionario ai cittadini conferenti al Centro Ambientale Mobile.

Contemporaneamente ai servizi di raccolta è stata creata una piattaforma di tracciabilità dei rifiuti in grado di interfacciarsi con quella del Politecnico in modo da consentire il monitoraggio dell'intera filiera, estesa anche alla raccolta tramite il cestino intelligente.

In tutti i settori di *business* prosegue l'attenzione e l'impegno a ricercare nuove soluzioni sia per l'ottimizzazione dei processi sia per il miglioramento della qualità dei servizi e l'ampliamento dell'offerta. Tale impegno si concretizza in progetti, che beneficiano in alcuni casi di co-finanziamenti, che scaturiscono anche dal continuo sviluppo ed estensione della relazione con enti di ricerca e università e dalla partecipazione ad iniziative e convegni finalizzati a raccogliere esigenze e nuove idee per cogliere le opportunità.





0.8

—

Altre informazioni

—

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 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 2015, suddivisi tra il revisore principale PwC e gli altri revisori.

Descrizione - Migliaia di euro	Revisore principale PwC	Altri revisori
A2A S.p.A.		
Revisione del bilancio d'esercizio	179,3	
Revisione del bilancio consolidato	41,4	
Verifiche periodiche della contabilità	21,4	
Revisione limitata della relazione semestrale	60,5	
Revisione dei conti annuali separati per AEEGSI	19,2	
Ulteriori attività di verifica e attestazione	-	
Totale	321,8	-
Società controllate		
Revisione del bilancio d'esercizio	911,6	
Revisione del bilancio consolidato	-	
Verifiche periodiche della contabilità	211,0	
Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento, di cui:		
- a fine esercizio (revisione completa)	85,3	
- al 30 giugno (revisione limitata)	257,9	
Revisione dei conti annuali separati per AEEGSI	107,9	
Ulteriori attività di verifica e attestazione	-	
Totale	1.573,7	-
Società collegate e Joint Ventures ⁽¹⁾		
Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento	33,1	
Totale	33,1	-
TOTALE GRUPPO A2A	1.928,6	-

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

Nel corso dell'esercizio 2015 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 228 migliaia di euro che hanno riguardato principalmente attività di competenza del revisore legale della società così come previsto dalla normativa vigente.

Azioni proprie

Al 31 dicembre 2015 A2A S.p.A. possiede n. 26.917.609 azioni proprie, pari allo 0,859% del capitale sociale composto da n. 3.132.905.277 azioni. Al 31 dicembre 2015 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.

Sedi secondarie

Si fa presente 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 2015" parte integrante della documentazione di bilancio.

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

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

* * *

L'Assemblea per l'approvazione del bilancio, così come previsto dall'articolo 12.1 dello Statuto di A2A S.p.A., è convocata entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale.

L'utilizzo di tale termine, rispetto a quello ordinario di 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, consentito dall'articolo 2364 comma 2 del Codice Civile, è motivata dalla circostanza che la società è tenuta alla redazione del bilancio consolidato.