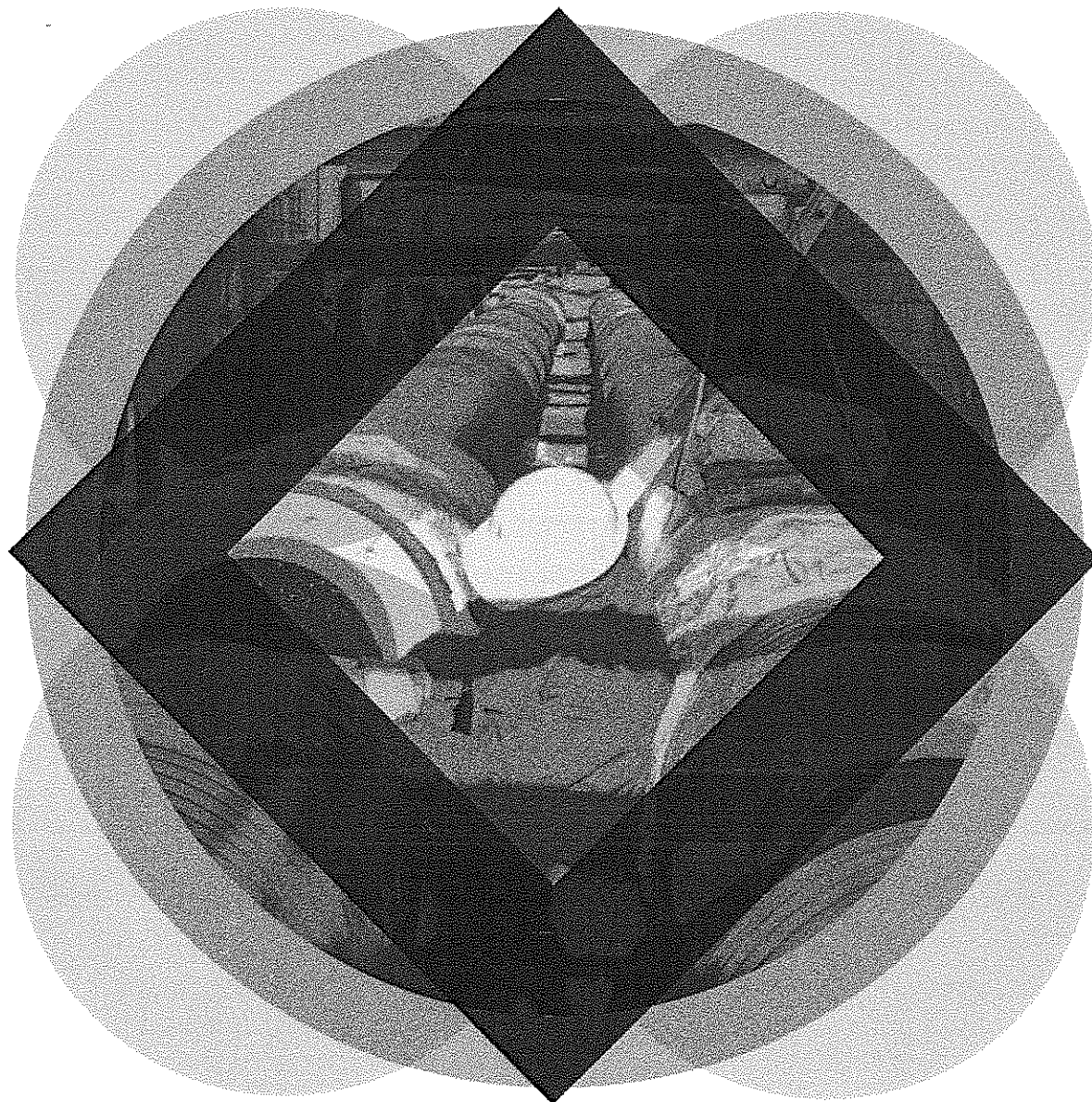


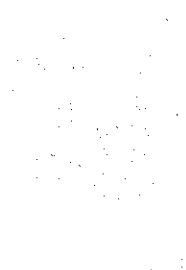


2015
Relazione sulla gestione



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</i> Generazione e Trading
38	<i>Business Unit</i> Commerciale
40	<i>Business Unit</i> Ambiente
47	<i>Business Unit</i> Calore e Servizi
49	<i>Business Unit</i> Reti
57	<i>Business Unit</i> EPCG
	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 Trading
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 Corporate

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

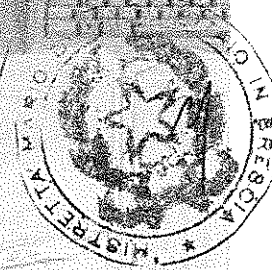
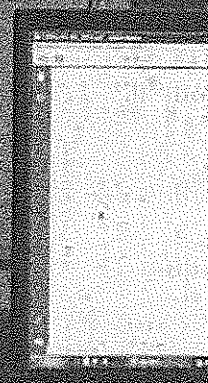
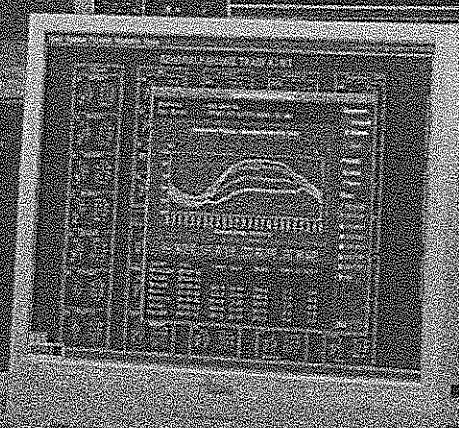
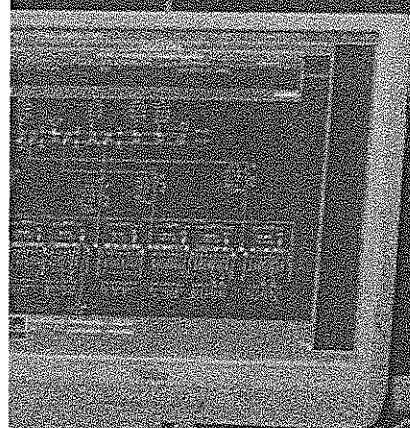
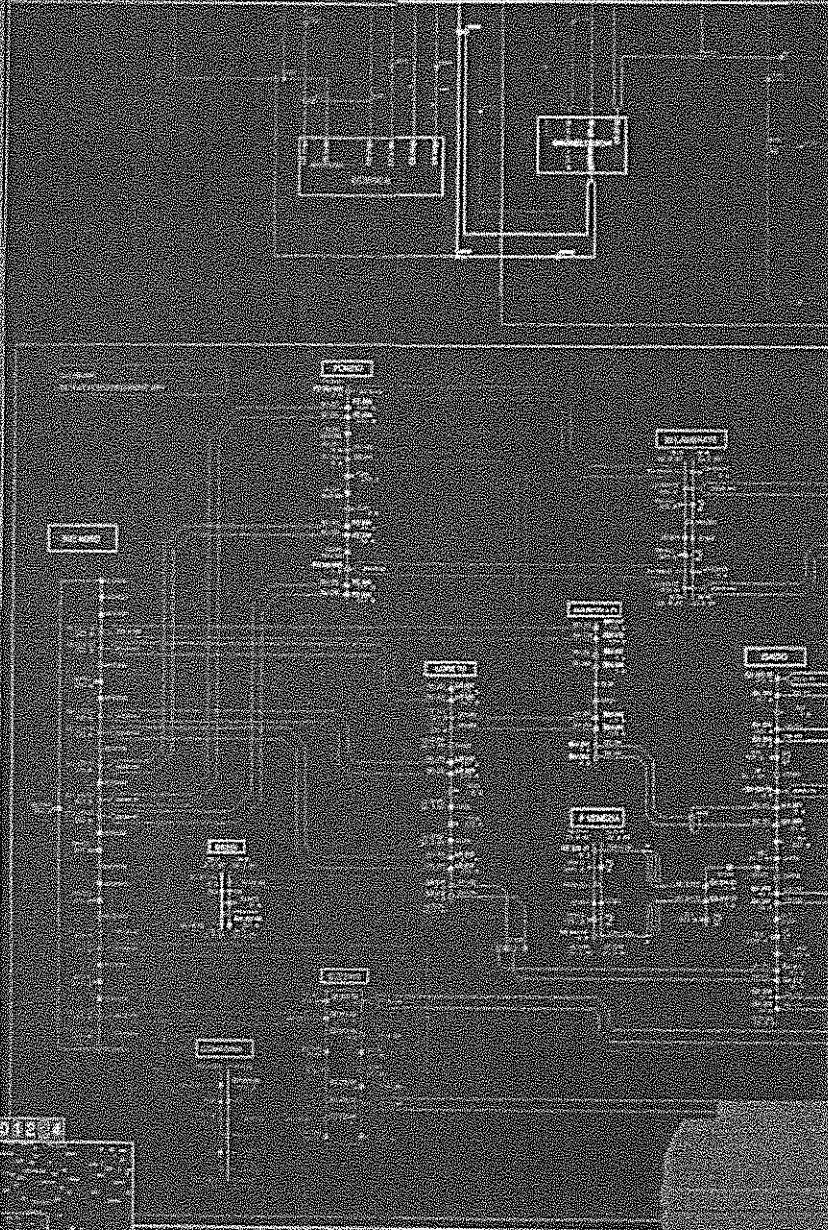
SINDACI SUPPLEMENTI

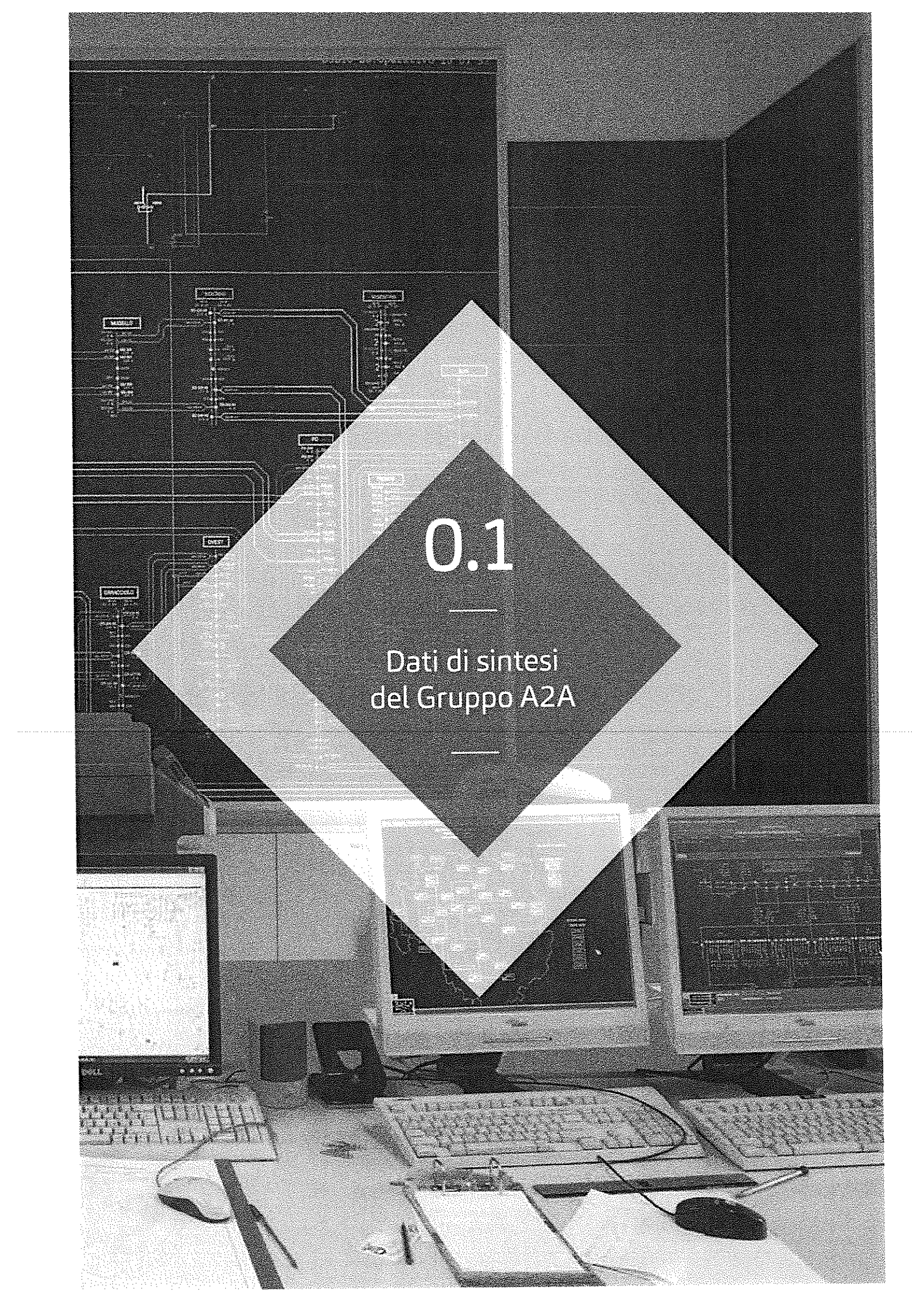
Onofrio Contu

Paolo Prandi

SOCIETÀ DI REVISIONE

PRICEWATERHOUSECOOPERS S.P.A.





0.1

Dati di sintesi
del Gruppo A2A

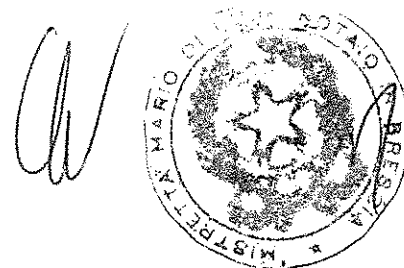
Business Units

Il Gruppo AzA 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:

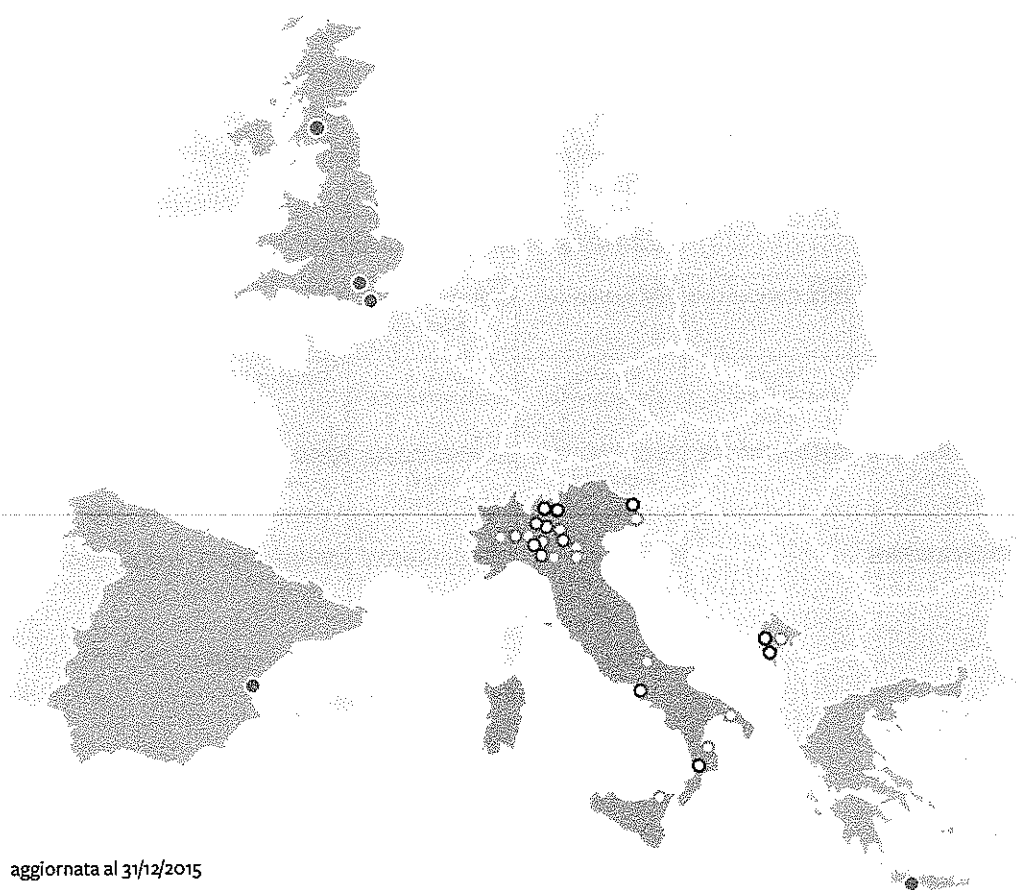
Business Units del Gruppo AzA

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.

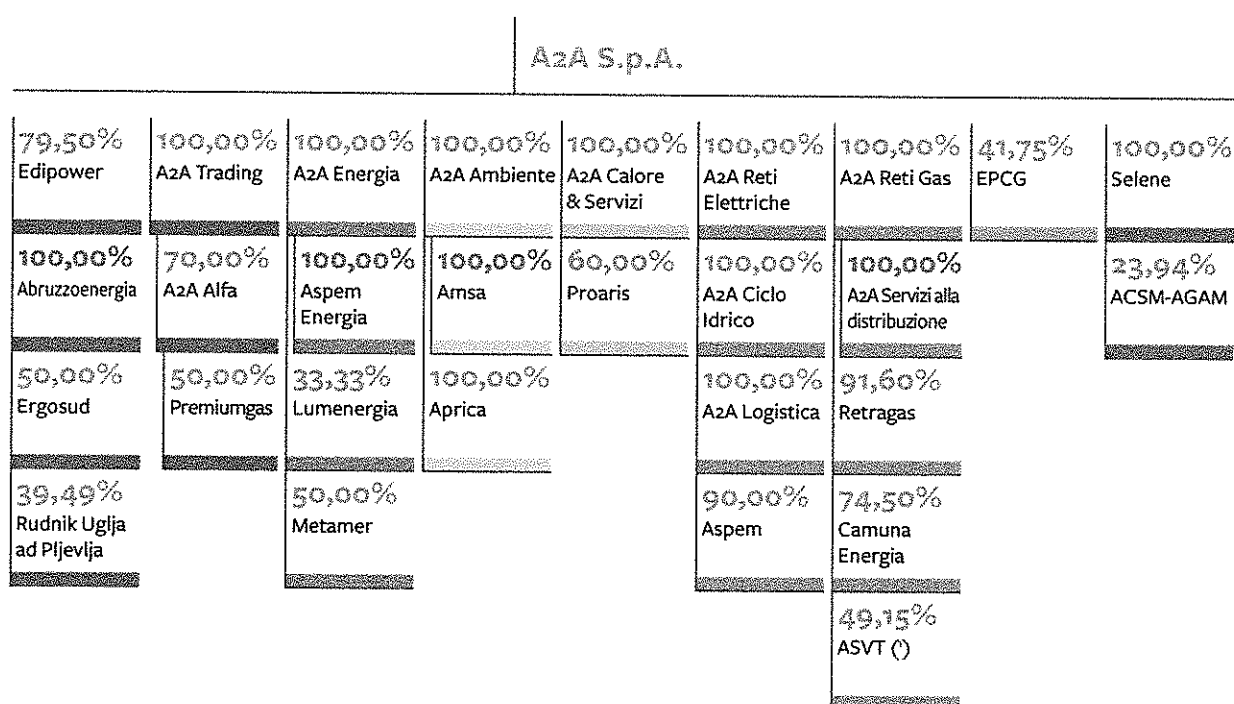


Aree geografiche di attività



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

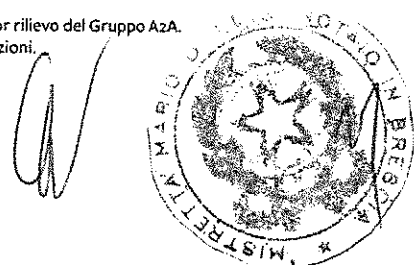
Struttura del Gruppo



Business Units

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

(1) Di cui lo 0,38% detenuta tramite A2A 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 Milioni di euro	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

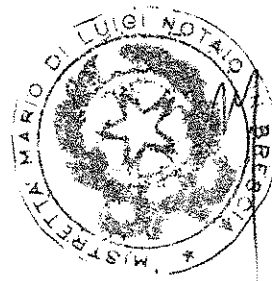
Capitalizzazione media in borsa del 2015 _____ **3.405** milioni di euro

Capitalizzazione al 31 dicembre 2015 _____ **3.929** milioni di euro

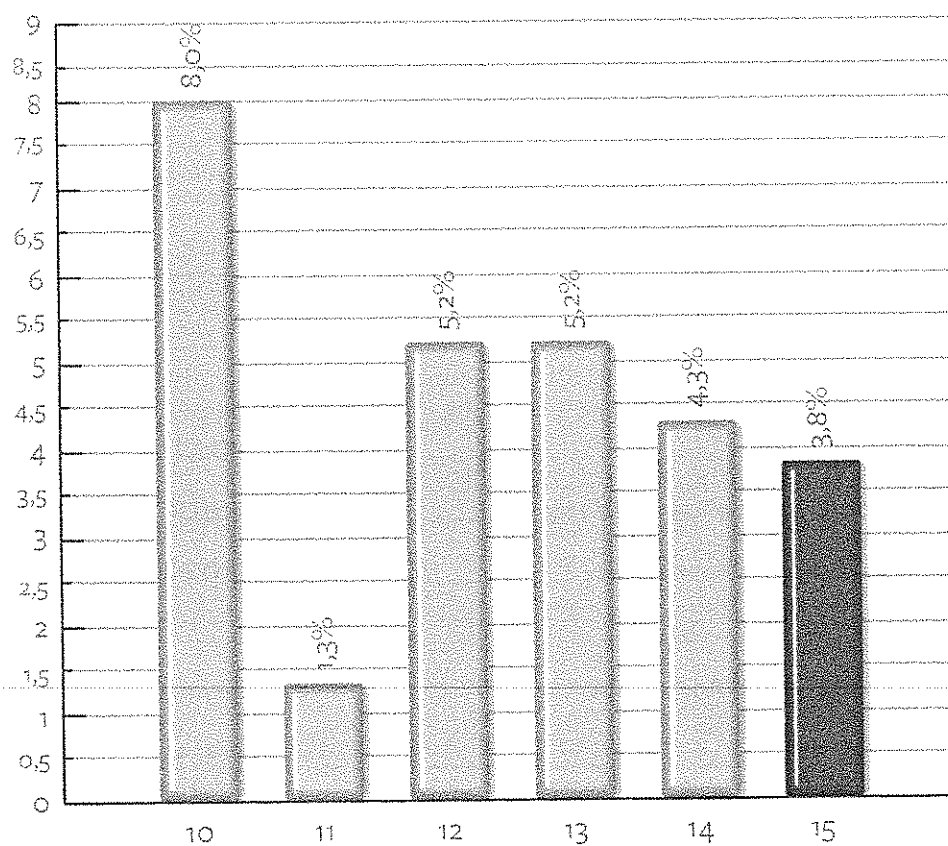
Dati societari di AzA S.p.A.	31 12 2015	31 12 2014
Capitale Sociale (euro)	1.629.110.744	1.629.110.744
Numero azioni ordinarie (valore nominale 0,52 euro)	3.132.905.277	3.132.905.277
Numero azioni proprie (valore nominale 0,52 euro)	26.917.609	26.917.609

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 (*)	1,31	1,33
Prezzo medio del greggio Brent (Euro/bbl)	48,40	74,59
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	50,90	56,65

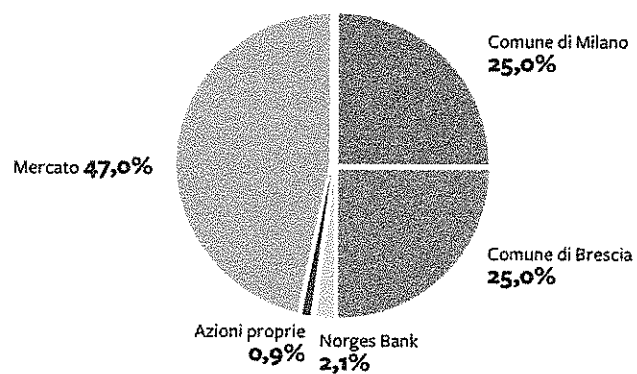
(*) Fonte Ufficio Italiano Cambi.



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



Azionariato (*)



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

CA



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

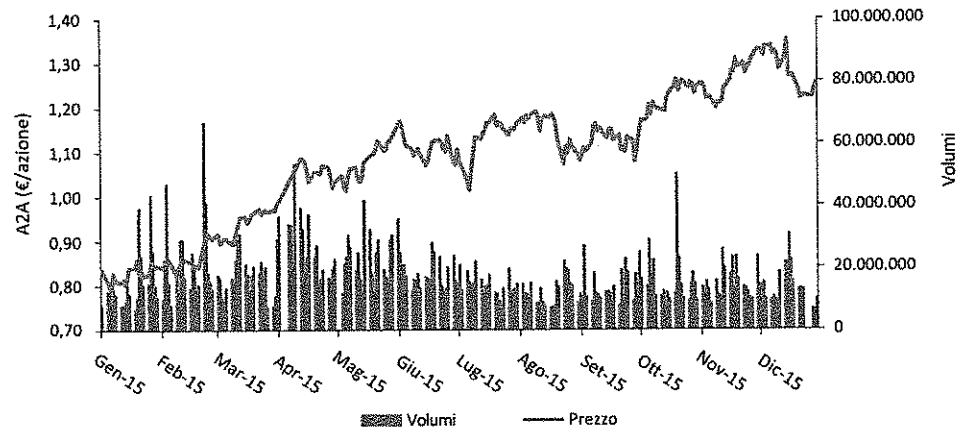
Standard Ethics Italian Index

Ethibel Sustainability Index Excellence Europe

Fonte: Bloomberg

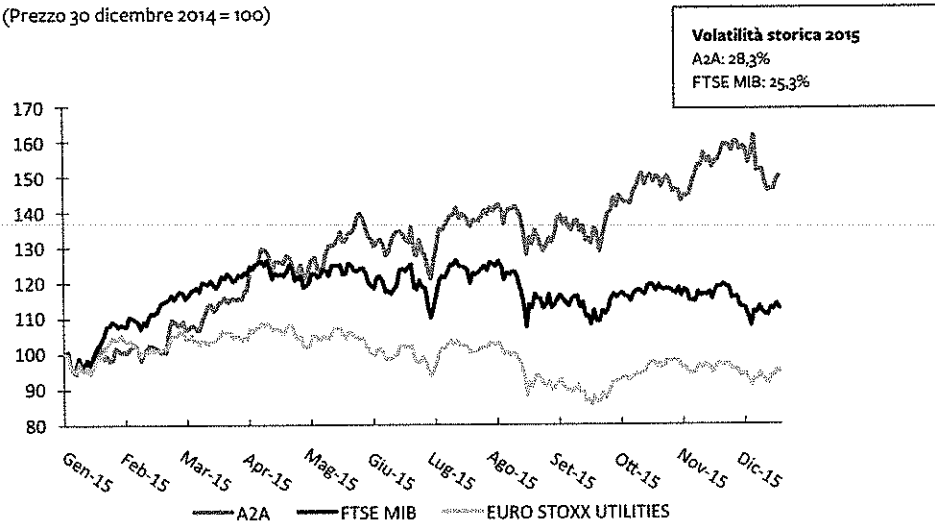
A2A è inoltre inclusa nell'*Ethibel Excellence Investment Register* e nell'*Ethibel Pioneer Investment Register*.

A2A nel 2015

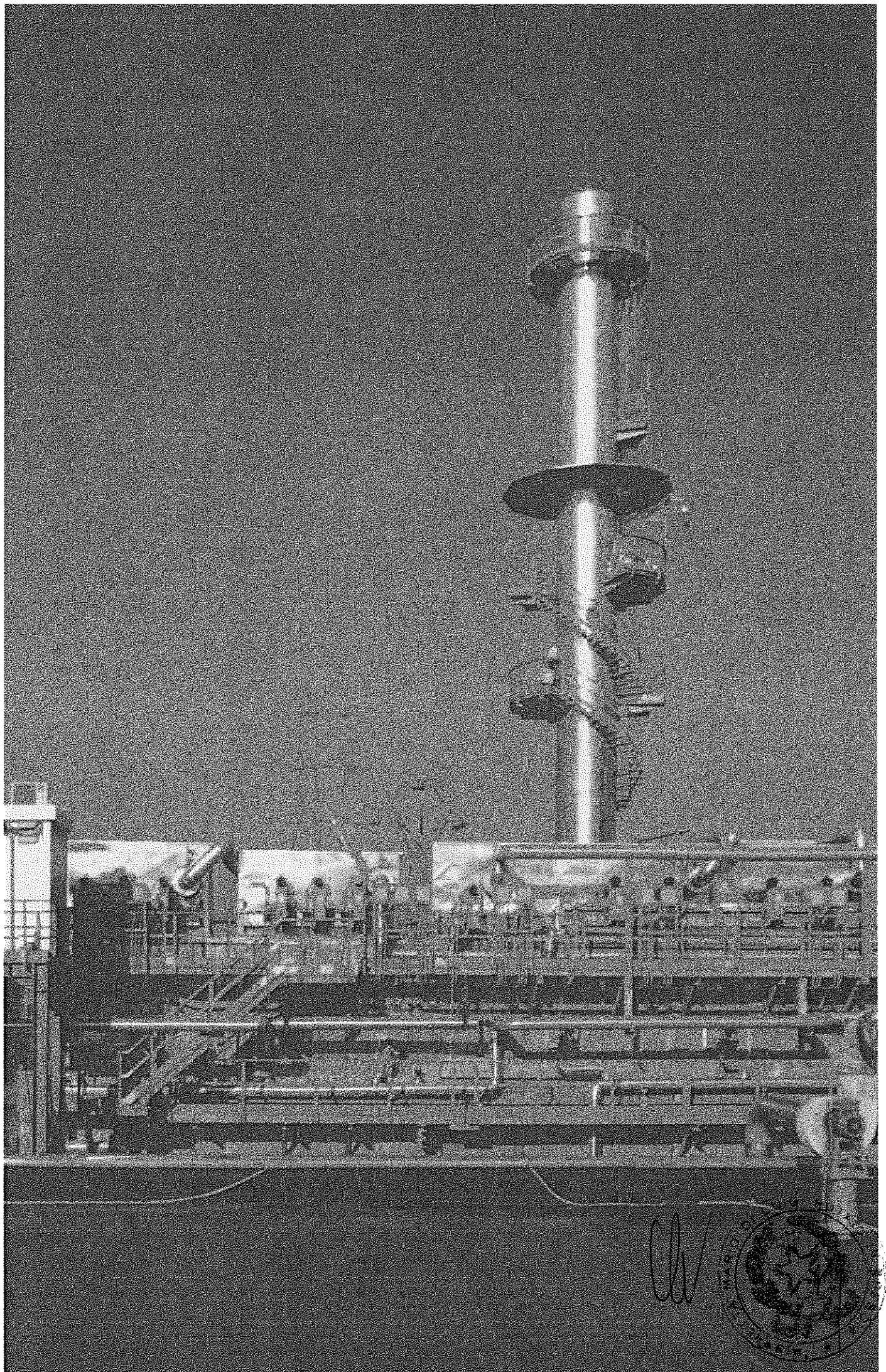


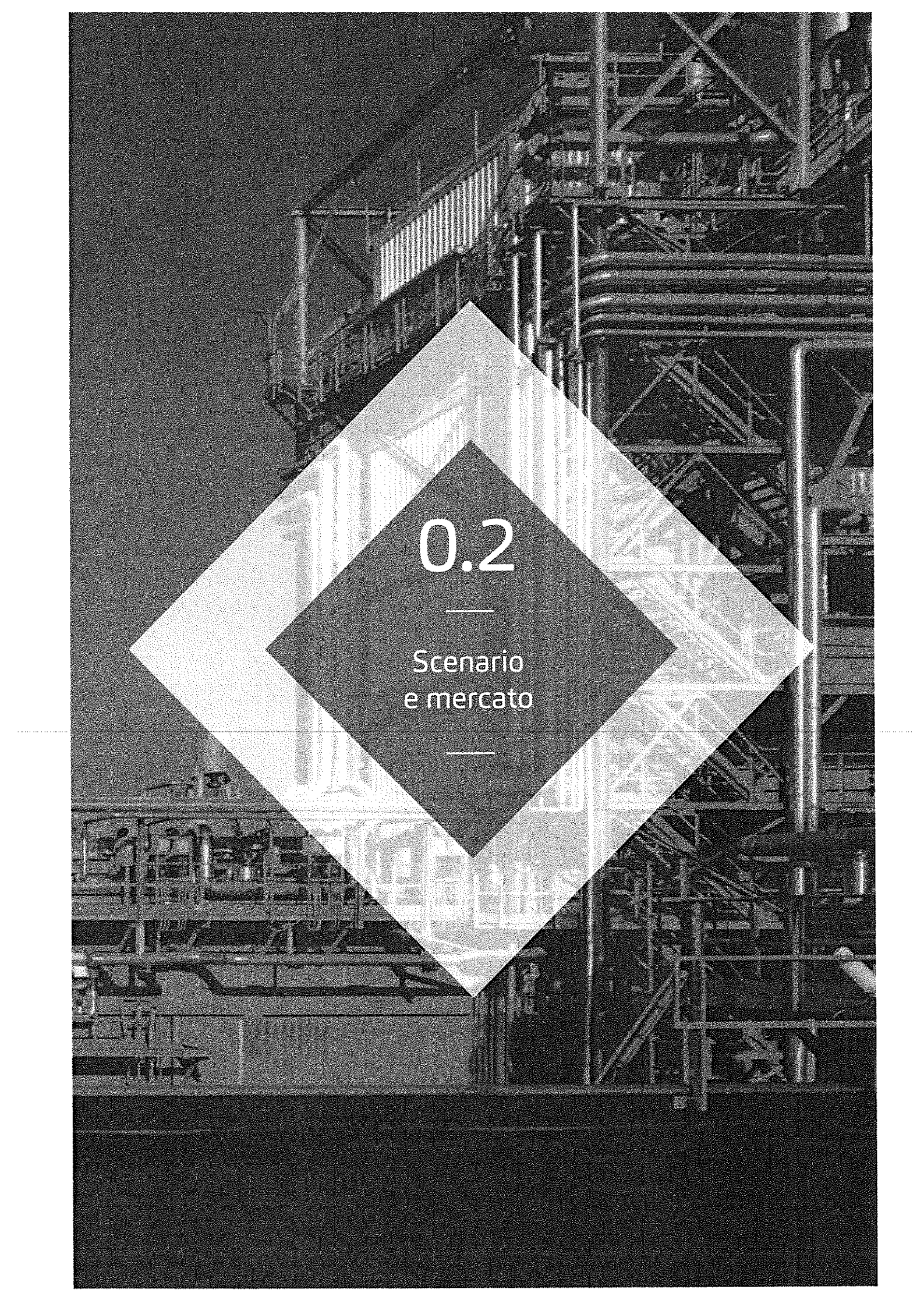
A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 30 dicembre 2014 = 100)



Fonte: Bloomberg



A black and white photograph of an industrial facility, possibly a refinery or chemical plant, featuring complex piping, scaffolding, and storage tanks. Overlaid on the center of the image is a large, light-colored diamond shape. Inside this diamond is a smaller, dark-colored diamond. The text '0.2' is centered in the dark diamond, with a horizontal line above and below it. Below the dark diamond, the text 'Scenario e mercato' is centered in the light diamond, also with a horizontal line above and below it.

0.2

Scenario
e mercato

Quadro macroeconomico

Consuntivo anno 2015

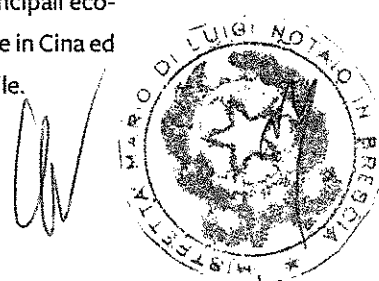
Il 2015 è stato un anno nel quale l'economia globale ha scontato gli effetti di diversi fattori di instabilità. La crescita economica a livello mondiale registra una battuta d'arresto attestandosi a +3,1% contro un +3,3% del 2014, secondo le ultime stime del Fondo Monetario Internazionale (FMI). Tale 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 permangono grandi incertezze 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.

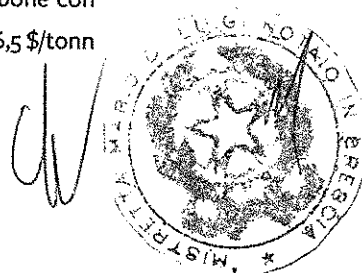
Andamento del mercato energetico

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

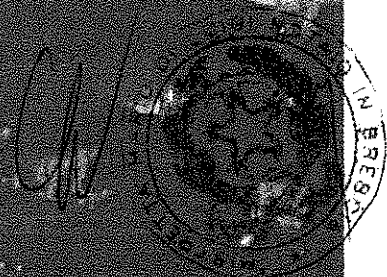
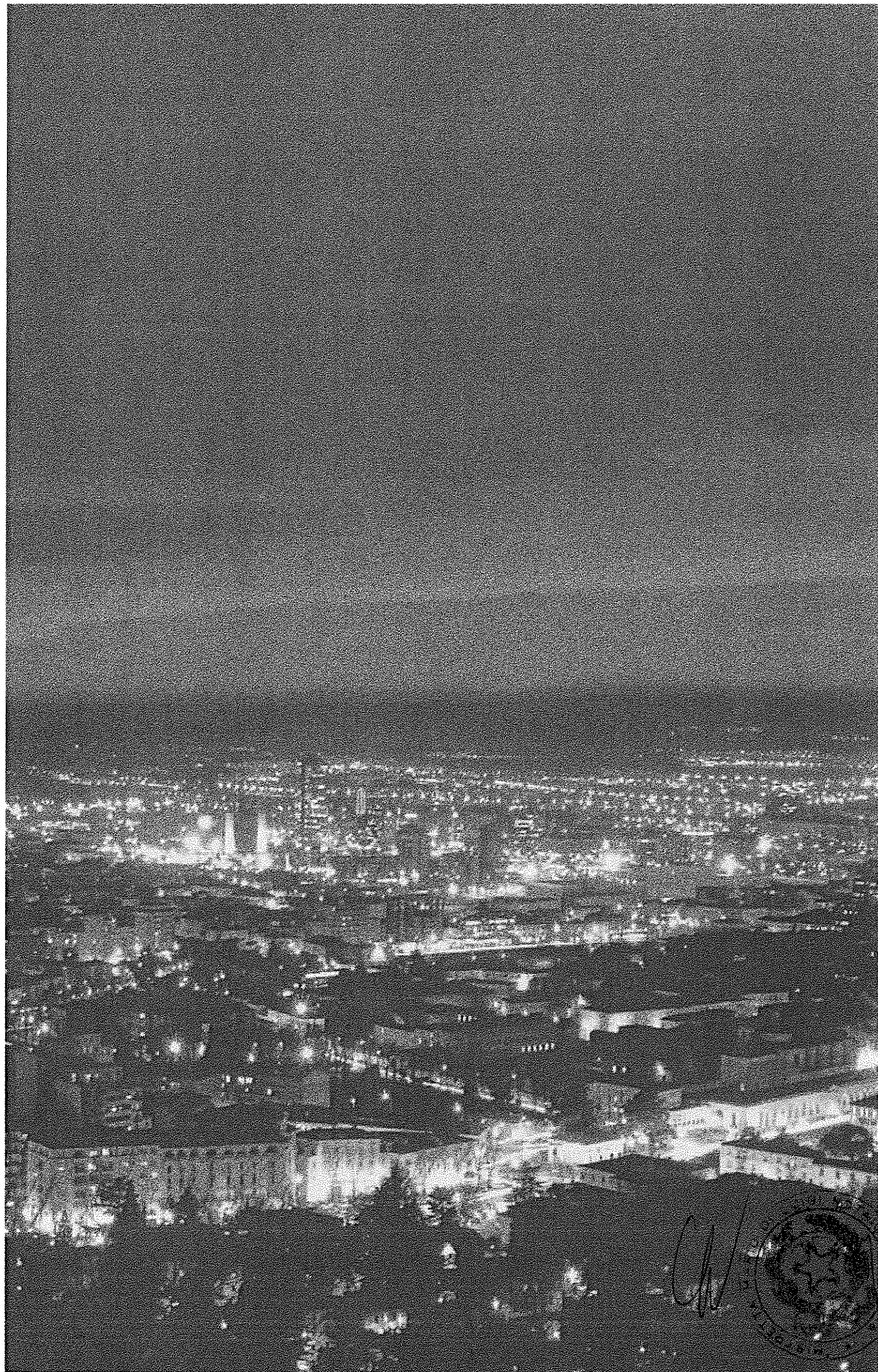
Nell'anno 2015 la domanda di gas naturale è aumentata del 9,0% rispetto al 2014, attestandosi a 66.944 Mmc (fonte: Snam Rete Gas). Il fattore climatico si conferma il *driver* principale: nei mesi estivi si sono registrati consistenti incrementi di domanda imputabili principalmente alla produzione di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

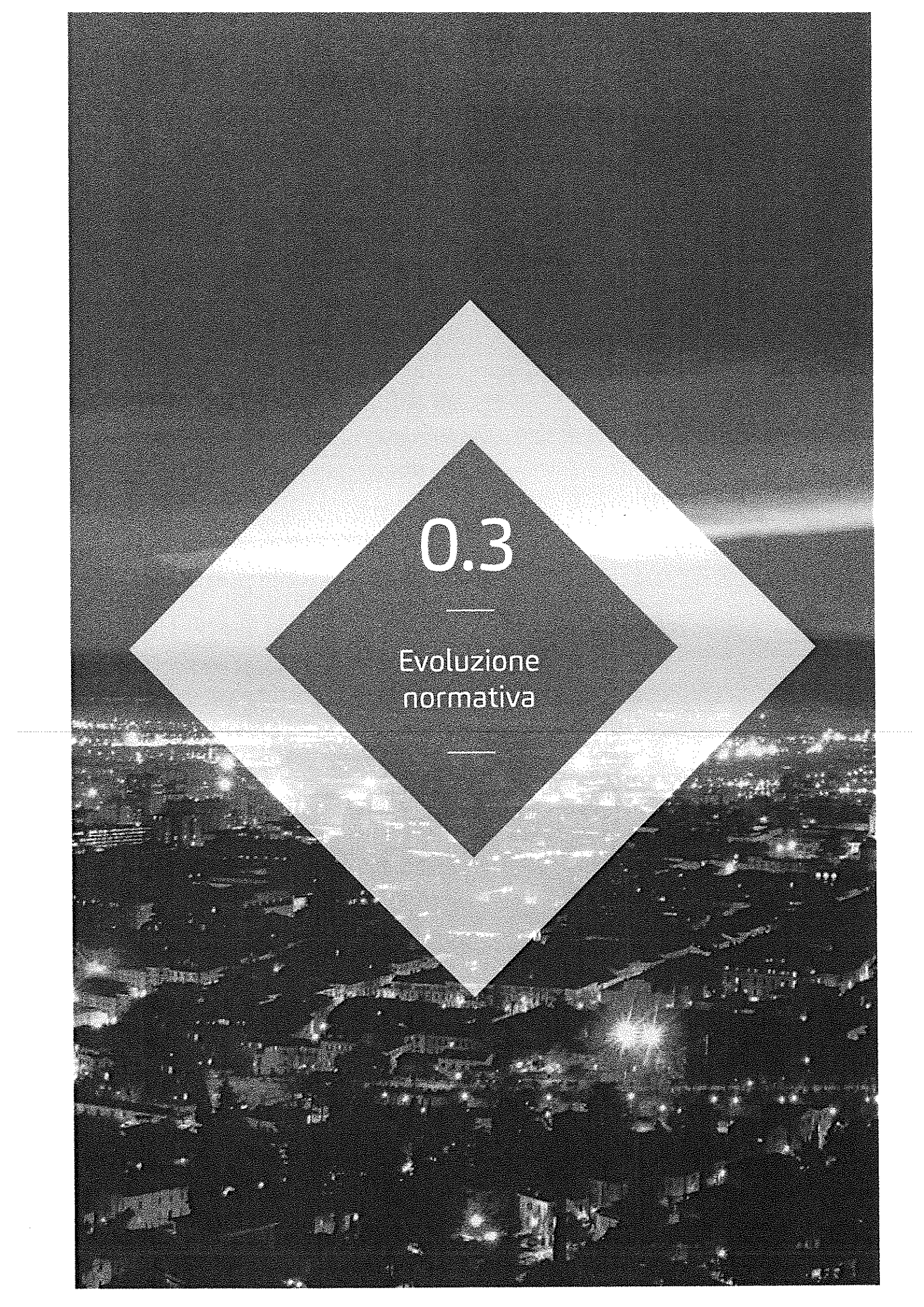
Nel 2015 a sostenere la crescita sono stati il segmento residenziale e commerciale, che ha evidenziato un incremento del 9,8% rispetto al 2014, nonché il settore termoelettrico che, con un aumento del 15,3%, si è attestato a 20.495 Mmc. Al contrario, il settore industriale continua

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.



The background is a high-angle, black and white photograph of a city at night. The city lights are visible as a dense pattern of small, bright points against the dark landscape. A large, semi-transparent diamond shape is centered over the image. Inside this diamond, there is a smaller, darker diamond. The text '0.3' is positioned at the top of this inner diamond, and 'Evoluzione normativa' is at the bottom. Two short horizontal lines are placed between the number and the text.

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.

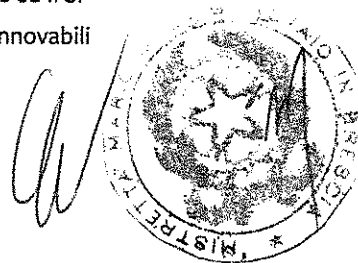
Incentivazione della produzione da rinnovabili

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 Onni-comprendiva, 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.

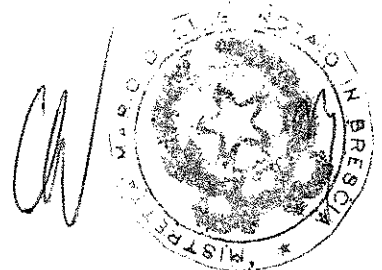
Concessioni idroelettriche di grande derivazione

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 A2A S.p.A., avendo peraltro introdotto norme per consentire lo svolgimento delle gare. In particolare l'art. 37, comma 4, della Legge 134/2012, di conversione del D.L. "Sviluppo" 83/2012, ha confermato il termine dei 5 anni prima della scadenza della concessione come 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 AzA. 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 AzA. La concessione di Edison è infatti scaduta il 29 giugno 2014 mentre quella di AzA 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/I/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.

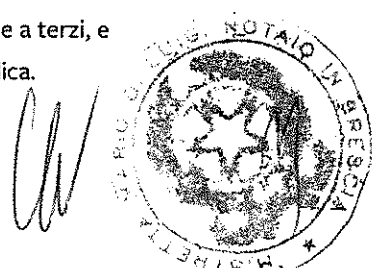
Al fine di recepire le indicazioni del Consiglio di Stato, l'Autorità ha pubblicato, nel 2015, due documenti di consultazione, il n. 445 e il n. 623 allo scopo di recepire le indicazioni del Consiglio di Stato ma anche l'esigenza degli utenti del servizio di dispacciamento che, nel periodo di applicazione 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.

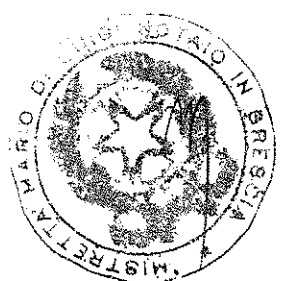
Criteri di conferimento dello stoccaggio gas

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 rimodulare 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 AzA 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

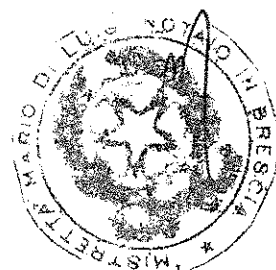
Regolazione dei servizi pubblici locali e scadenza delle concessioni

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.

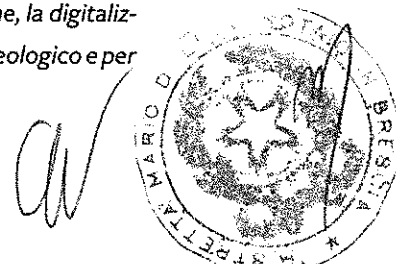
Si segnala, altresì, il D.M. 24 giugno 2015 che modifica il precedente D.M. 27 settembre 2010, relativo alla definizione dei criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica, il quale introduce nuovi criteri per la gestione dei rifiuti pericolosi, nonché ulteriori prescrizioni in merito all'applicabilità 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 Sblocca Italia – disposizioni in materia di termoutilizzazione

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



la ripresa delle attività produttive”. Tra le norme di interesse si segnala in particolare quanto previsto dall’art. 35 in materia di termovalorizzazione, 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/el 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

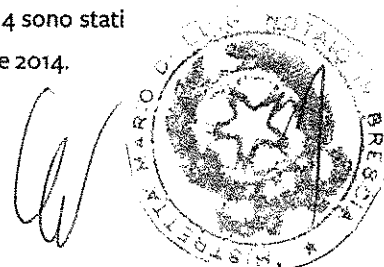
Con Decreto Legge 21 giugno 2013, n. 69 (cd. "Del Fare"), convertito con Legge 98 del 9 agosto 2013, il Governo ha definito le modalità di calcolo del CEC per gli anni 2013 e seguenti.

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 503/13/1/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 AzA), 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 AzA di restituire parte degli incentivi CIP 6 erogati alle controllate Ecodeco S.r.l. oggi AzA 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 AzA 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/ldr, 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.

57

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.

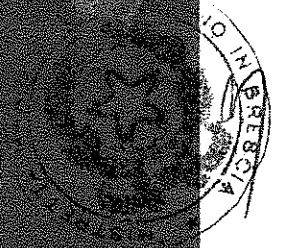
Si segnala infine che a fine dicembre 2013 la RAE ha inaspettatamente approvato una disposizione di modifica della metodologia tariffaria vigente, impattante sulle modalità di determinazione dei corrispettivi per l'utilizzo della rete di trasmissione di energia elettrica esclusivamente a carico degli 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).





[Handwritten signature]





0.4

—
Risultati consolidati
e andamento
della gestione
—

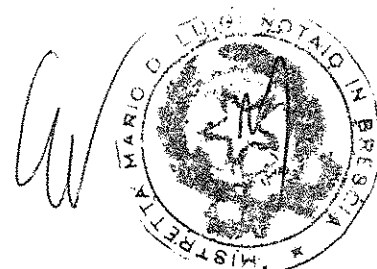
Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

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

<i>Millioni di euro</i>	<i>01 01 2015 31 12 2015</i>	<i>01 01 2014 31 12 2014</i>	<i>Variazioni</i>
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)	2.397	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

63

Dettaglio produzioni	31 12 2015	31 12 2014
Produzione termoelettrica (GWh)	8.419	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 Trading	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 Corporate	(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

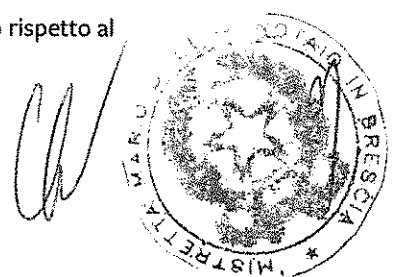
milioni di euro al 31 dicembre 2014) e accantonamenti netti per 79 milioni di euro (57 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

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	354	169
Risultato da partecipazioni valutate ad equity	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.

AzA 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 AzA, 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 AzA 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 AzA Ciclo Idrico S.p.A..

Nel 2014, per la sola città di Brescia, AzA 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 AzA, 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.

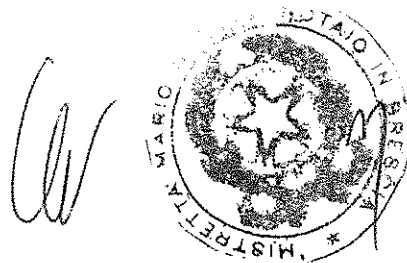


A2A S.p.A.: conclusa con successo l'emissione obbligazionaria per 300 milioni di euro

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.

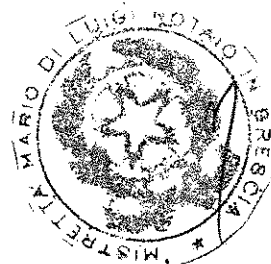
Alla data di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2015 i due azionisti detenevano una quota partecipativa pari al 50% più due azioni che consente alle due municipalità di mantenere il controllo sulla società.

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 gradualmente 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.

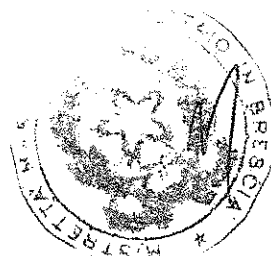
A2A Reti Gas S.p.A.: adempimenti agli obblighi della Delibera 651/2014/R/gas

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.

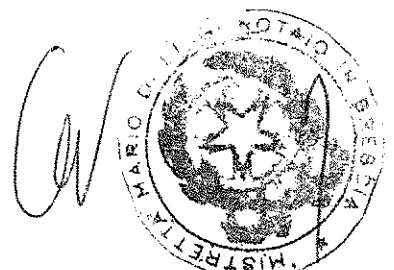
L'Assemblea ha conferito l'incarico di revisione legale dei conti per gli esercizi dal 2016 al 2024 alla società Reconta Ernst & Young S.p.A. ed inoltre ha approvato l'adozione del nuovo regolamento assembleare in adeguamento al sistema di amministrazione e controllo "tradizionale" adottato dalla Società.

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.

84

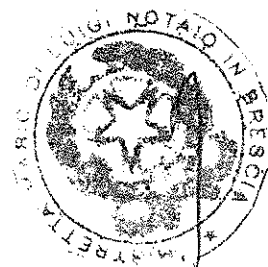
A2A S.p.A.: la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) finanzia gli investimenti del Gruppo per 200 milioni di euro

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.

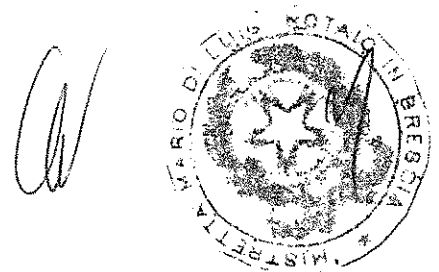
Il Gruppo A2A ha quindi concordato con il Comune di Milano il piano per rinnovare entro 3 anni i giunti elettrici di tutta la rete elettrica in città con un investimento totale stimato in 13 milioni di euro. Si è previsto che verranno effettuati circa 300 interventi di scavo al mese per sostituire i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

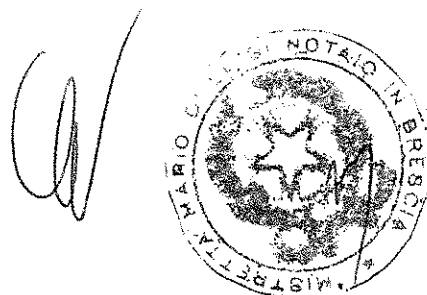
Proposta di copertura della perdita dell'esercizio al 31 dicembre 2015 e distribuzione del dividendo

Il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di proporre:

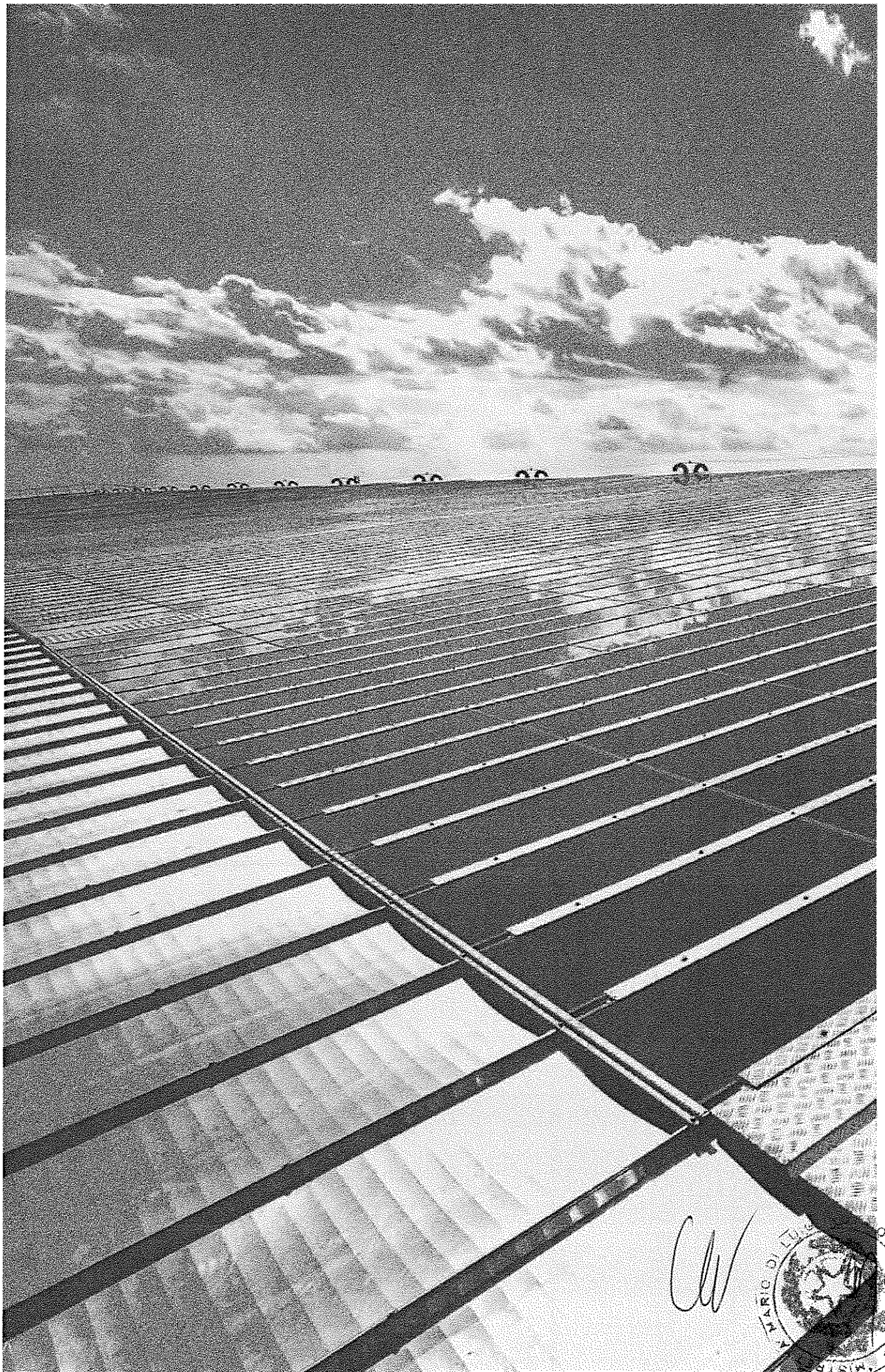
- all'Assemblea ordinaria di deliberare la copertura della perdita dell'esercizio al 31 dicembre 2015 (pari a euro 73.487.107) mediante utilizzo di pari importo delle riserve in sospensione di imposta "moderata" di cui alla Legge n. 342/2000;
- all'Assemblea straordinaria di deliberare la riduzione definitiva 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



The block contains a handwritten signature and a circular notary seal. The seal is for Mario Cristofari, a Notary in Brescia, and features a central emblem with a cross and the text "NOTAIO IN BRESCIA" and "MARIO CRISTOFARI".



CLV

