



2017

Relazione
sulla Gestione



Relazione sulla Gestione

2017

Indice

Organi sociali	5
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A	
<i>Business Units</i>	8
Aree geografiche di attività	10
Struttura del Gruppo	12
Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2017	13
Azionariato	16
A2A S.p.A. in Borsa	17
Indicatori Alternativi di <i>Performance</i> (AIP)	20
2 Scenario e Mercato	
Quadro macroeconomico	26
Andamento del mercato energetico	28
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A	
<i>Business Unit</i> Generazione e <i>Trading</i>	32
<i>Business Unit</i> Commerciale	44
<i>Business Unit</i> Ambiente	48
<i>Business Unit</i> Reti e Calore	54
<i>Business Unit</i> Estero	69



4 Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria	72
Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio	81
Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2017	88
Evoluzione prevedibile della gestione	90
Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2017 e distribuzione del dividendo	91

5 Analisi dei principali settori di attività

Sintesi dei risultati per settore di attività	94
Risultati per settore di attività	98
<i>Business Unit</i> Generazione e Trading	100
<i>Business Unit</i> Commerciale	103
<i>Business Unit</i> Ambiente	105
<i>Business Unit</i> Reti e Calore	107
<i>Business Unit</i> Estero	110
A2A Smart City	111
Corporate	112

6 Rischi e incertezze

Rischi e incertezze	114
---------------------	-----

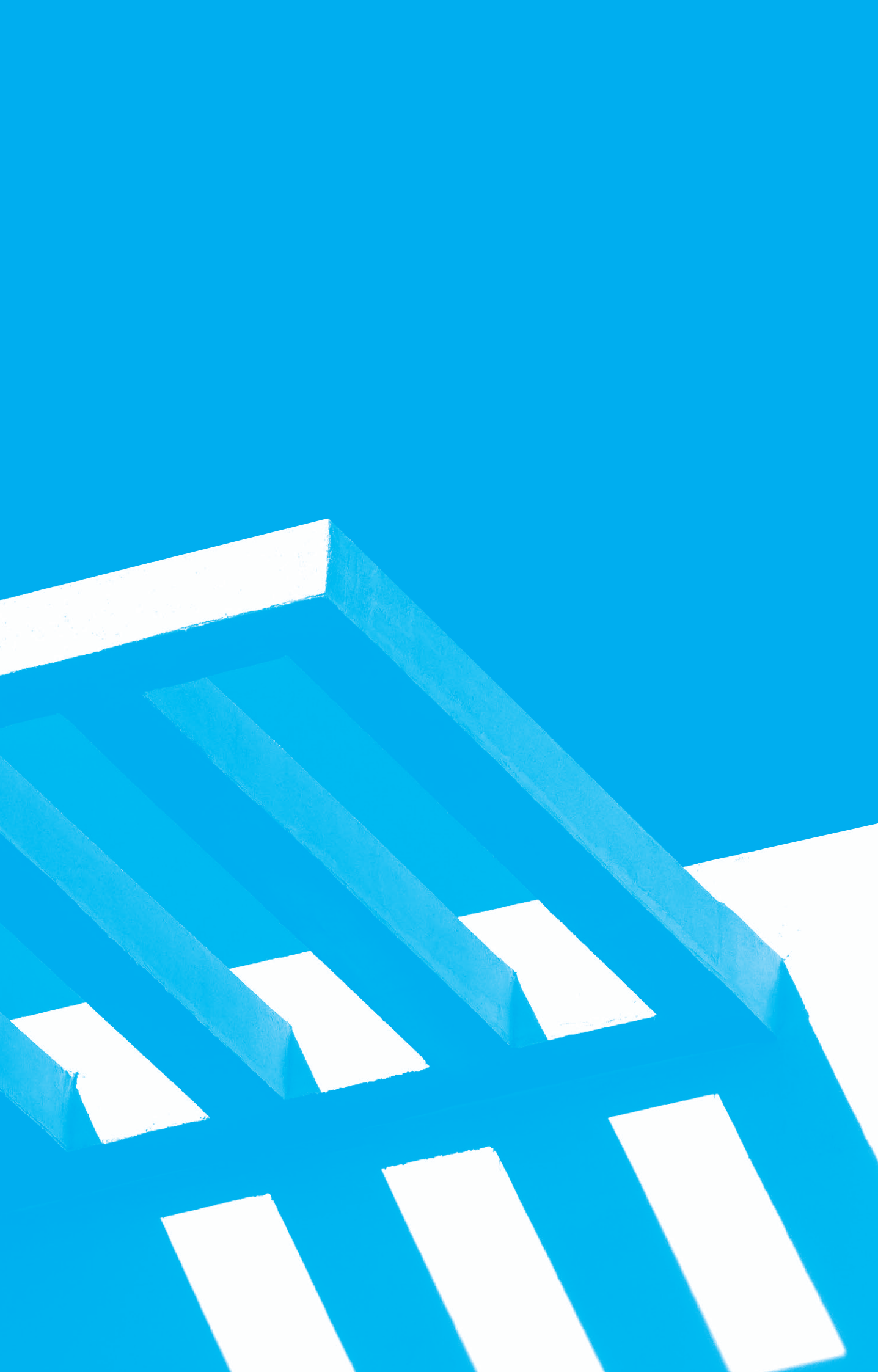
7 Gestione responsabile della sostenibilità

Gestione responsabile della sostenibilità	128
---	-----

8 Altre informazioni

Altre informazioni	132
--------------------	-----





Organi sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PRESIDENTE
Giovanni Valotti
VICE PRESIDENTE
Alessandra Perrazzelli
AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE
Luca Camerano
CONSIGLIERI
Giambattista Brivio
Giovanni Comboni
Enrico Corali
Luigi De Paoli
Alessandro Fracassi
Maria Chiara Franceschetti
Guadiana Giusti
Secondina Giulia Ravera
Norberto Rosini

COLLEGIO SINDACALE

PRESIDENTE
Giacinto Gaetano Sarubbi
SINDACI EFFETTIVI
Maurizio Leonardo Lombardi
Chiara Segala
SINDACI SUPPLENTI
Sonia Ferrero
Stefano Morri

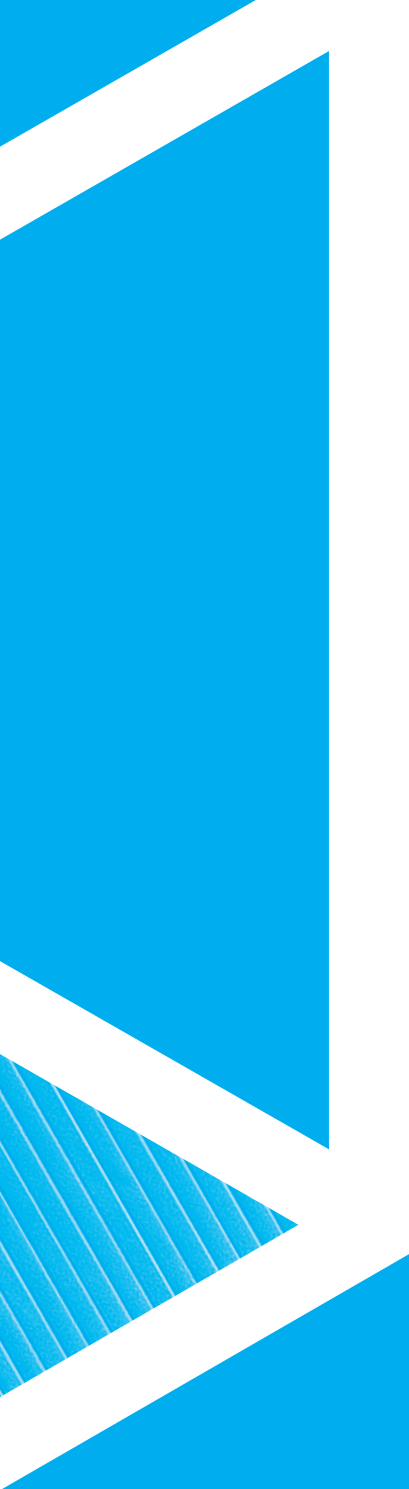
SOCIETÀ DI REVISIONE

EY S.p.A.

Organi sociali

- 1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A
- 2
Scenario e
mercato
- 3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A
- 4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione
- 5
Analisi dei
principali settori
di attività
- 6
Rischi e
incertezze
- 7
Gestione
responsabile
della sostenibilità
- 8
Altre
informazioni





1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units

Il Gruppo A2A opera principalmente nei settori della produzione, vendita e distribuzione di gas e di energia elettrica, del teleriscaldamento, dell'ambiente e del ciclo idrico integrato.

Tali settori sono a loro volta riconducibili alle "Business Units" precisate nel seguente schema individuate a seguito della riorganizzazione effettuata dal *management*:

Generazione e Trading

- Impianti termoelettrici ed idroelettrici
- *Energy Management*

Estero

- Generazione e commerciale energia elettrica
- Reti elettriche

Commerciale

- Vendita Energia Elettrica e Gas

A2A Smart City

- Servizi di Telecomunicazione

Ambiente

- Raccolta e spazzamento
- Trattamento
- Smaltimento e recupero energetico

Corporate

- Servizi *corporate*

Reti e Calore

- Reti elettriche
- Reti gas
- Ciclo idrico integrato
- Illuminazione pubblica e altri servizi
- Servizi di Teleriscaldamento
- Servizi di gestione calore

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.



Organi sociali

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units

Aree geografiche
di attività

Struttura
del Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2017

Azionariato
A2A S.p.A.
in Borsa

Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

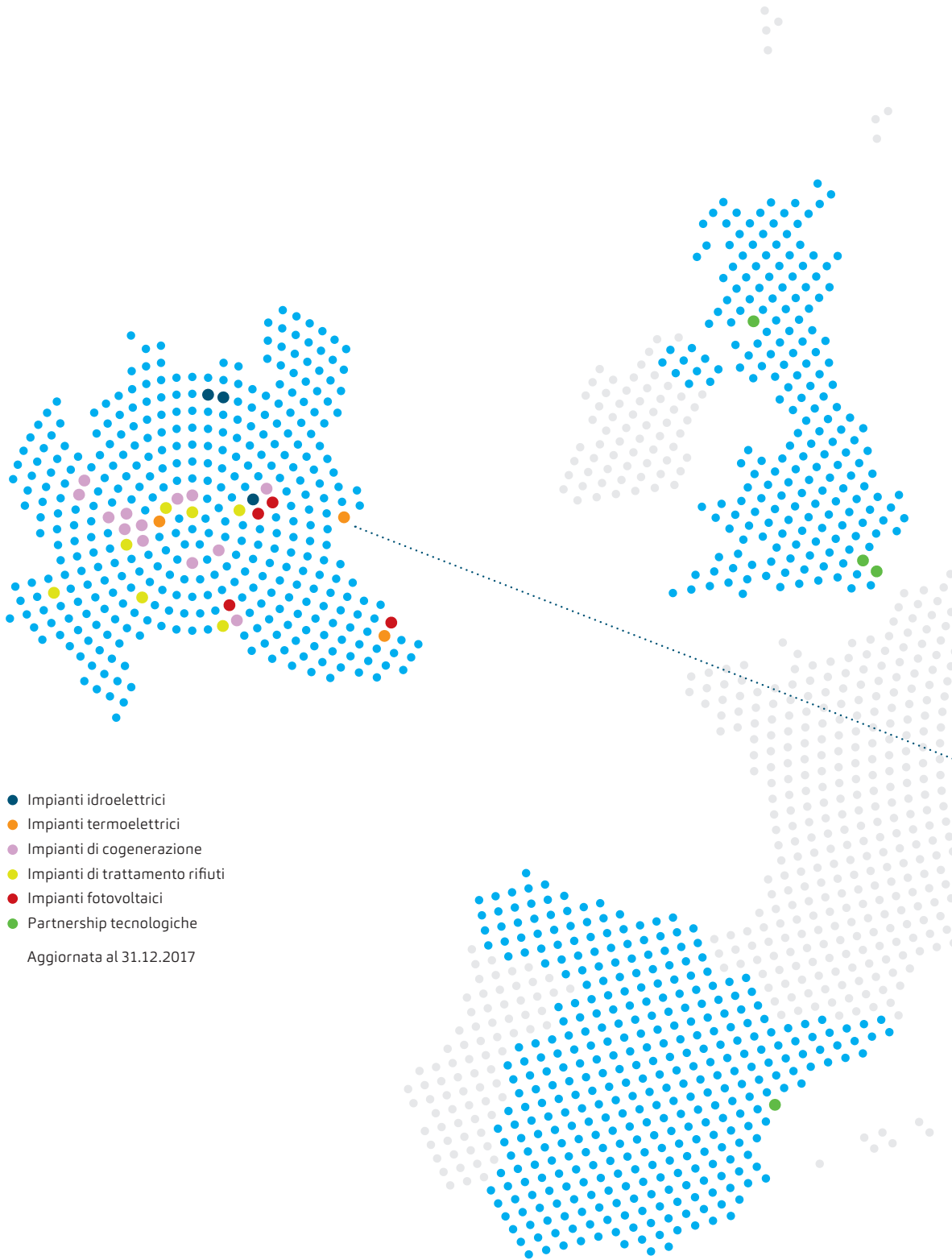
6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni



Aree geografiche di attività



Organi sociali

1
**Dati di sintesi
del Gruppo A2A**

Business Units

*Aree geografiche
di attività*

*Struttura
del Gruppo*

*Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2017*

Azionariato

*A2A S.p.A.
in Borsa*

*Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)*

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

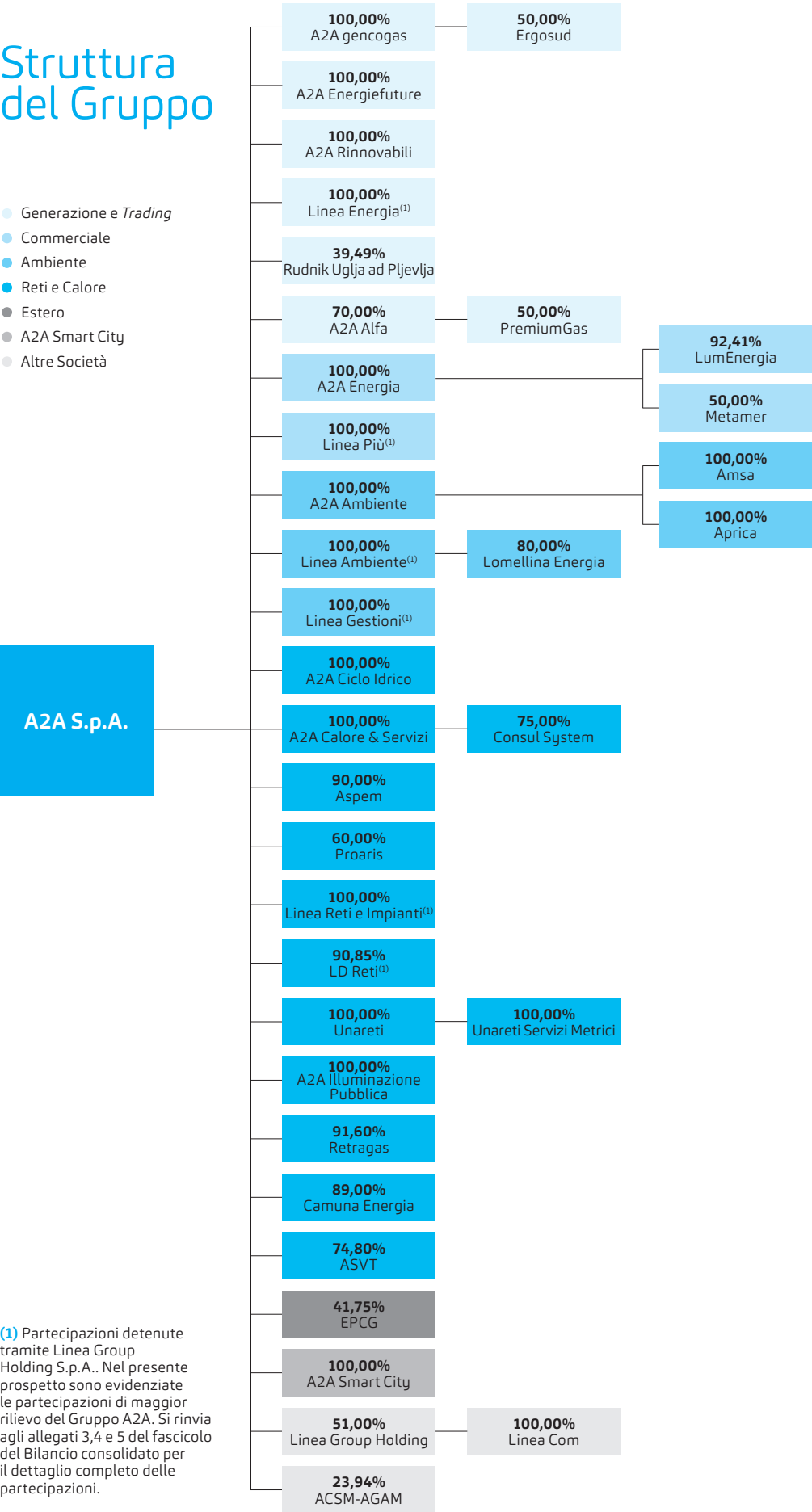
6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Struttura del Gruppo

- Generazione e Trading
- Commerciale
- Ambiente
- Reti e Calore
- Estero
- A2A Smart City
- Altre Società



(1) Partecipazioni detenute tramite Linea Group Holding S.p.A.. Nel presente prospetto sono evidenziate le partecipazioni di maggior rilievo del Gruppo A2A. Si rinvia agli allegati 3,4 e 5 del fascicolo del Bilancio consolidato per il dettaglio completo delle partecipazioni.

Principali indicatori finanziari
al 31 dicembre 2017 (**)



5.910

milioni di euro

RICAVI - REPORTED



1.211

milioni di euro

MARGINE OPERATIVO
LORDO - REPORTED



293

milioni di euro

RISULTATO
D'ESERCIZIO



0,0578

euro per azione

DIVIDENDO

Dati economici
milioni di euro

	01 01 2017 31 12 2017 Reported	01 01 2016 31 12 2016 Restated Reported
Ricavi	5.910	5.093
Costi operativi	(4.043)	(3.221)
Costi per il personale	(656)	(641)
Margine operativo lordo	1.211	1.231
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(505)	(758)
Risultato operativo netto	706	473
Risultato da transazioni non ricorrenti	1	56
Gestione finanziaria	(218)	(157)
Risultato al lordo delle imposte	489	372
Oneri per imposte sui redditi	(192)	(120)
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	1	2
Risultato di pertinenza di terzi	(5)	(22)
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo	293	232
Margine operativo lordo/Ricavi	20,5%	24,2%

Comprende il risultato del Gruppo EPCG per cui dal mese di luglio 2017 è stata esercitata la *put option* di vendita, come meglio descritto al paragrafo "Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio".

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

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

Business Units
Aree geografiche
di attività

Struttura
del Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2017

Azionariato
A2A S.p.A.
in Borsa
Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Dati patrimoniali <i>milioni di euro</i>	31 12 2017	31 12 2016 <i>Restated</i>
Capitale investito netto	6.239	6.415
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.013	3.279
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.226)	(3.136)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	1,07	0,96
Posizione finanziaria netta consolidata / EBITDA <i>Reported</i>	2,7	2,5

Dati finanziari <i>milioni di euro</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated</i>
Flussi finanziari netti da attività operativa	866	827
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(475)	(502)
<i>Free cash flow</i> (dato Rendiconto finanziario)	391	325

Indicatori significativi	31 12 2017	31 12 2016
Media Euribor a sei mesi	(0,260%)	(0,165%)
Prezzo medio del <i>Brent</i> (USD/bbl)	54,8	45,1
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Baseload</i> (Euro/MWh)	53,9	42,7
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Peakload</i> (Euro/MWh)	61,8	48,2
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	74,8	54,2
Prezzo medio del gas al PSV(*) (Euro/MWh)	19,6	15,6
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS (**) (Euro/tonn)	5,8	5,4

(*) prezzo del gas di riferimento per il mercato italiano

(**) EU *Emissions Trading System*

Principali indicatori operativi del Gruppo	31 12 2017	31 12 2016
Generazione e Trading		
Produzione termoelettrica (GWh)	12.370	8.826
Produzione idroelettrica (GWh)	3.464	4.279
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	8.781	9.300
EE venduta in Borsa (GWh)	13.774	12.048
Commerciale		
EE venduta a clienti <i>retail</i> (GWh)	8.289	8.284
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.058	1.040
Gas venduto a clienti <i>retail</i> (Mmc)	1.629	1.372
PDR Gas (#/1000)	1.298	1.306
Ambiente		
Rifiuti raccolti (Kton)	1.605	1.477
Abitanti della raccolta serviti (#/1000)	3.549	3.502
Rifiuti smaltiti (Kton)	3.366	2.817
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	1.772	1.714
Reti e Calore		
EE distribuita (GWh)	11.590	11.204
Gas distribuito (Mmc)	2.480	2.096
Acqua distribuita (Mmc)	69	62
RAB Energia Elettrica (M€)	649	653
RAB Gas (M€)	1.160	1.137
Vendita calore (GWht)	2.682	2.412

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

Business Units
Aree geografiche
di attività
Struttura
del Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2017

Azionariato
A2A S.p.A.
in Borsa
Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

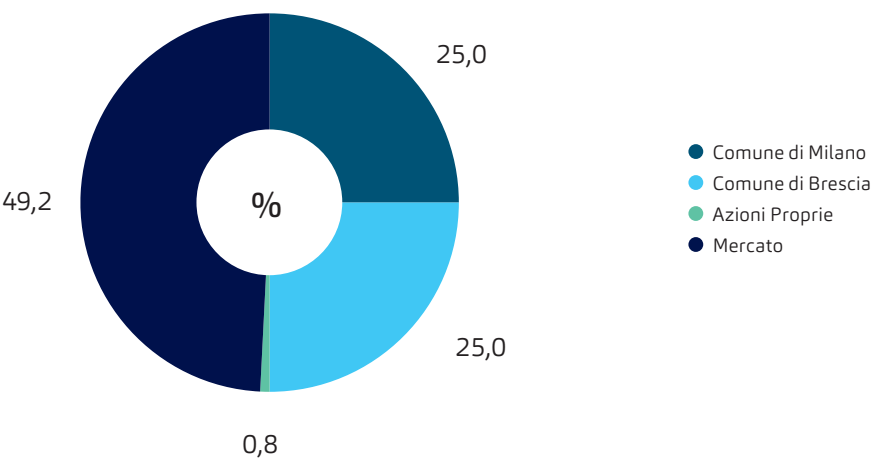
5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Azionariato



Dati societari di A2A S.p.A.	31 12 2017	31 12 2016
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)	23.721.421	23.721.421

A2A S.p.A. in Borsa

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

Capitalizzazione al 29 dicembre 2017 (milioni di euro)	4.831
Capitale sociale al 29 dicembre 2017 (azioni)	3.132.905.277

	2017
Capitalizzazione media (milioni di euro)	4.455
Volumi medi giornalieri (azioni)	9.729.351
Prezzo medio (euro per azione)	1,422
Prezzo massimo (euro per azione)	1,635
Prezzo minimo (euro per azione)	1,232

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 maggio 2017 A2A ha distribuito un dividendo pari a 0,0492 euro per azione.

Principali indici in cui è presente il titolo A2A

FTSE MIB
STOXX Europe
EURO STOXX
MSCI Europe Small Cap
WisdomTree International
S&P Global Mid Small Cap

Indici etici

ECPI Euro ESG Equity
Ethibel Sustainability Index Excellence Europe
EURO STOXX Sustainability Index
Euronext Vigeo Europe 120
Solactive Climate Change Index
Standard Ethics Italian Index

Fonte: Bloomberg e informazioni societarie

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

Organi sociali

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units
Aree geografiche
di attività
Struttura
del Gruppo
Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2017

Azionariato

A2A S.p.A.
in Borsa

Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

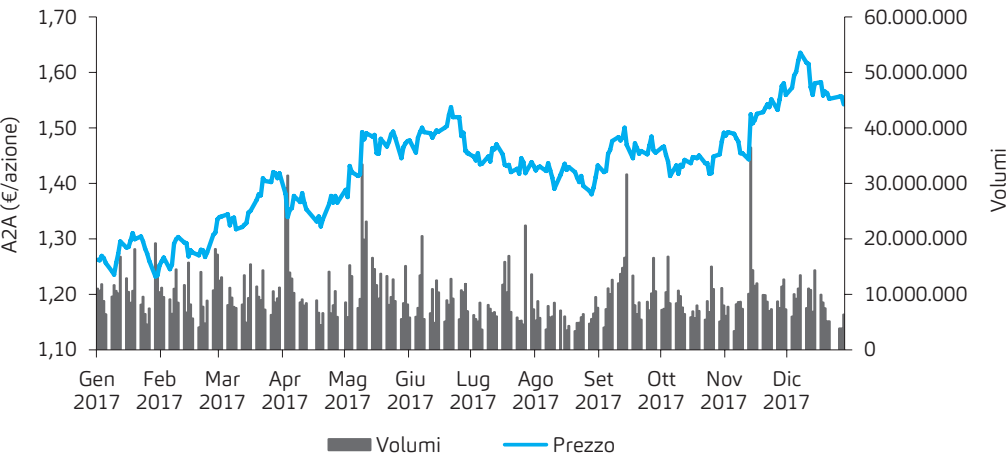
5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

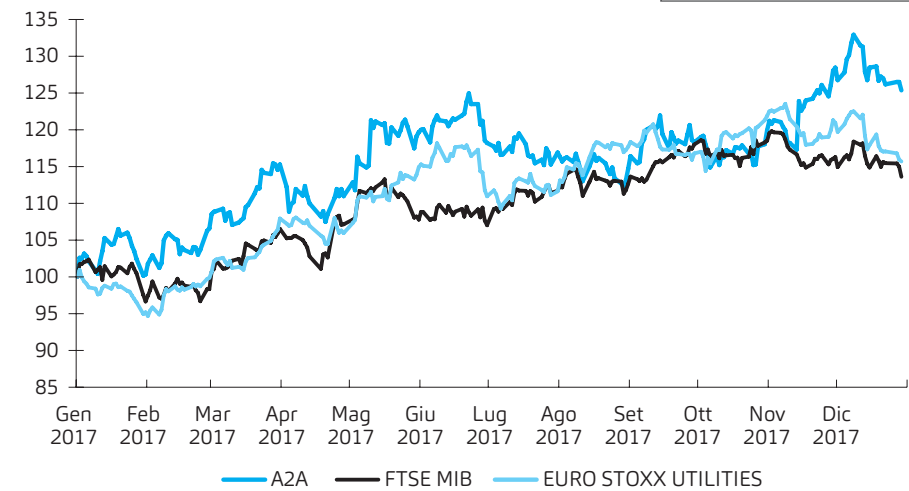
A2A: prezzo e volumi



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 30 dicembre 2016 = 100)

Volatilità storica del 2017
A2A: 19,4%
FTSE MIB: 14,3%



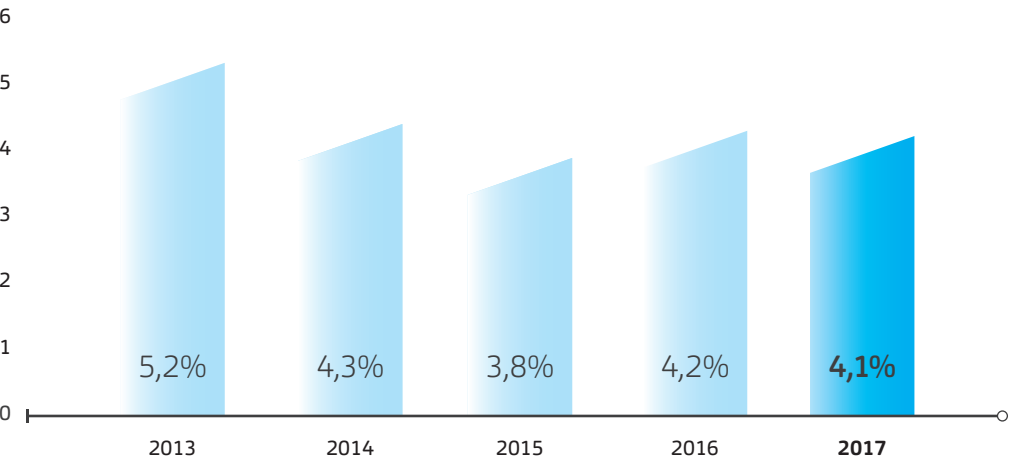
Fonte: Bloomberg

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

Dividendo su valore medio anno dell'azione (dividend yield)



Organi sociali

- 1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A
Business Units
Aree geografiche
di attività
Struttura
del Gruppo
Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2017
Azionariato

A2A S.p.A.
in Borsa

Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

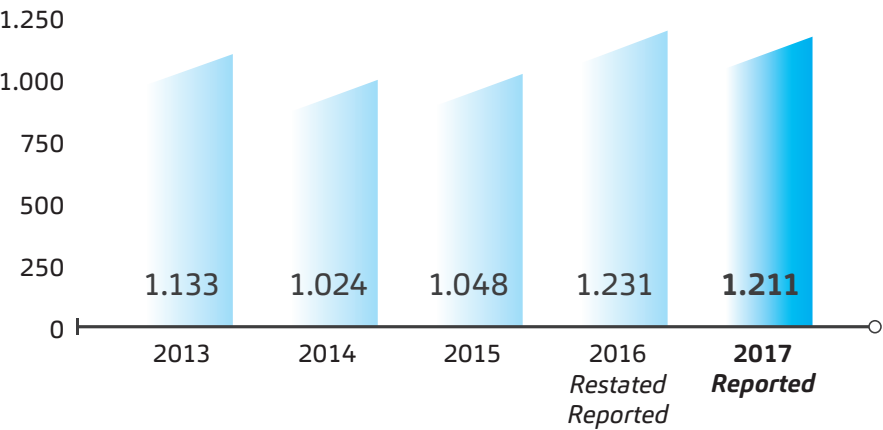
7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Indicatori Alternativi di *Performance* (AIP)

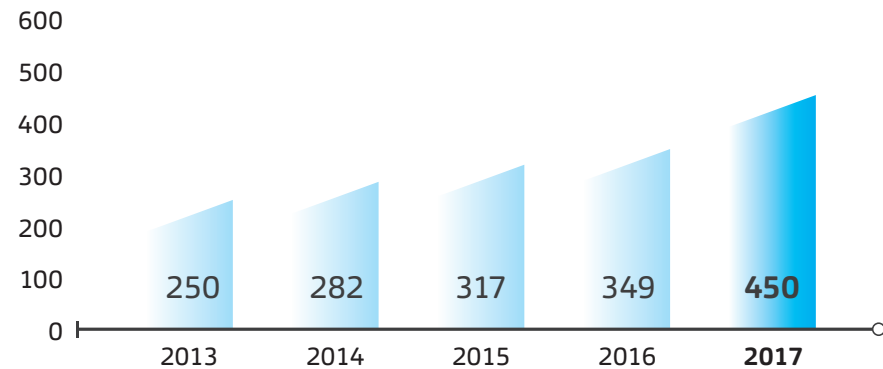
Margine Operativo Lordo

milioni di euro

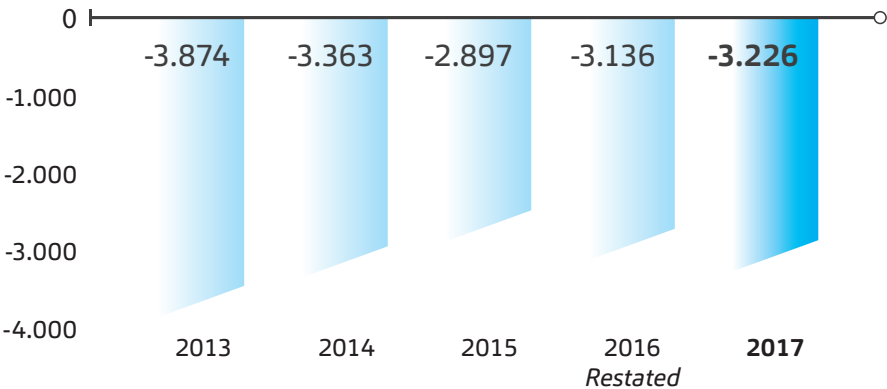


Investimenti Netti

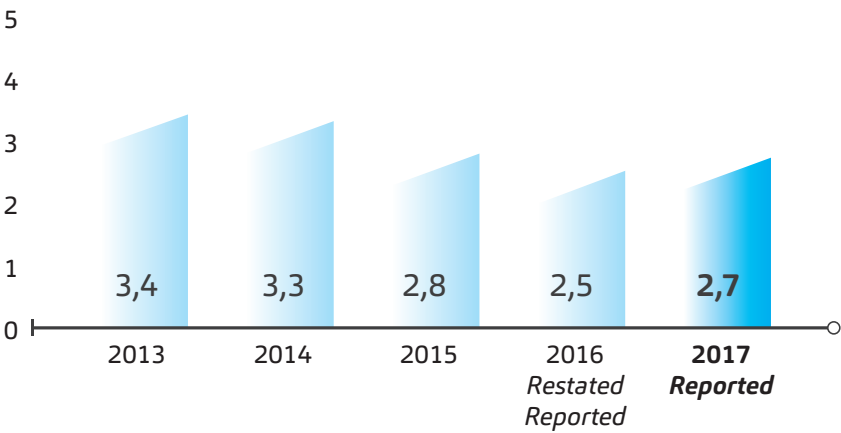
milioni di euro



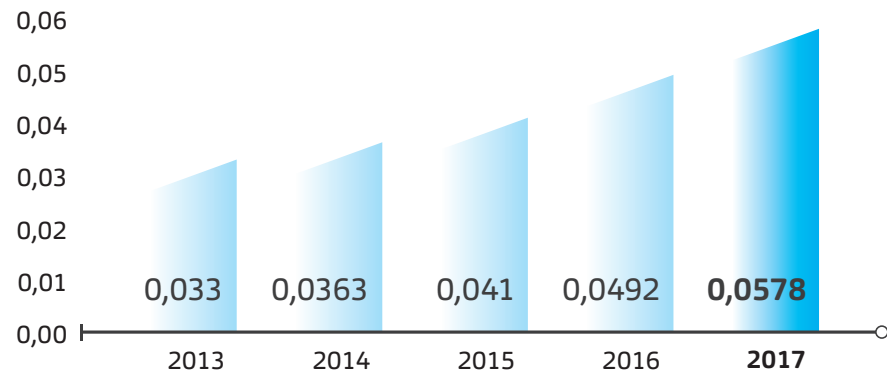
Posizione Finanziaria Netta
milioni di euro



Posizione Finanziaria Netta / EBITDA



Dividendo
euro per azione



Organi sociali

- 1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A
Business Units
Aree geografiche
di attività
Struttura
del Gruppo
Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2017
Azionariato
A2A S.p.A.
in Borsa
Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Indicatori Alternativi di *Performance* (AIP)

Nella presente Relazione sulla gestione sono stati utilizzati alcuni indicatori alternativi di *performance* (AIP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

Questi indicatori alternativi sono utilizzati dal Gruppo A2A al fine di trasmettere in modo più efficace le informazioni sull'andamento della redditività dei *business* in cui opera nonché sulla situazione finanziaria, utili per migliorare la capacità complessiva di valutare la *performance* finanziaria e patrimoniale.

Nel fascicolo della Relazione sulla gestione tali indicatori sono esposti nella sezione "Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo A2A". Per il Conto economico i valori comparativi fanno riferimento ai valori al 31 dicembre 2016 mentre per la Situazione patrimoniale-finanziaria i valori comparativi fanno riferimento al 31 dicembre 2016 *Restated*.

Con riferimento agli indicatori alternativi, in data 3 dicembre 2015 la Consob ha emesso la Comunicazione n. 92543/15, che recepisce le Linee Guida riguardanti l'utilizzo e la presentazione di indicatori alternativi di *performance* nell'ambito di informazioni finanziarie regolamentate, emanate in data 3 ottobre 2015 dall'Autorità Europea degli Strumenti finanziari e dei Mercati (ESMA). Queste Linee Guida – che hanno aggiornato la Raccomandazione del CESR sugli indicatori alternativi di *performance* (CESR/05 – 178b) – hanno la finalità di promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi per migliorare la loro comparabilità, affidabilità e capacità di comprensione.

In conformità con le Linee Guida, le descrizioni, i contenuti e le basi di calcolo utilizzate per la costruzione degli indicatori alternativi di *performance* adottati dal Gruppo sono di seguito descritte.

Margine operativo lordo

Il **Margine operativo lordo** è un indicatore alternativo di *performance* operativa, calcolato come la somma del "Risultato operativo netto" più gli "Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni".

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) e rappresenta un utile strumento per la valutazione della *performance* operativa del Gruppo (sia nel suo complesso che a livello di singola *Business Unit*), anche mediante la comparazione tra i risultati operativi del periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti. Tale indicatore consente inoltre di condurre analisi sugli andamenti operativi e di misurare la *performance* in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Risultato da transazioni non ricorrenti

Il **Risultato da transazioni non ricorrenti** è un indicatore alternativo di *performance* finalizzato ad evidenziare le plus/minusvalenze derivanti dalla valutazione al *fair value* delle attività non correnti cedute e i risultati derivanti dalla cessione di partecipazioni in società controllate non consolidate e collegate e altri oneri/proventi non operativi.

Nel fascicolo della Relazione sulla gestione tale indicatore è posizionato tra il Risultato operativo netto e la Gestione finanziaria. In tal modo il Risultato operativo netto non viene "inquinato" da operazioni aventi natura non ricorrente, consentendo una migliore misurazione dell'andamento della normale gestione operativa del Gruppo.

Capitale immobilizzato netto

Il **Capitale immobilizzato netto** è determinato come somma algebrica di:

- immobilizzazioni materiali;
- immobilizzazioni immateriali;
- partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto e altre attività finanziarie non correnti;
- altre attività e passività non correnti;
- attività per imposte anticipate e passività per imposte differite;
- fondi rischi, oneri e passività per discariche;
- benefici a dipendenti.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) e rappresenta una utile misurazione delle attività immobilizzate nette del Gruppo nel suo complesso, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti.

Tale indicatore consente inoltre di condurre analisi sugli andamenti operativi e di misurare la *performance* in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Capitale di funzionamento

Il **Capitale di funzionamento** è determinato come somma algebrica di:

- rimanenze;
- crediti commerciali e altre attività correnti;
- debiti commerciali e altre passività correnti;
- attività per imposte correnti/debiti per imposte.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori); rappresenta una utile misurazione della capacità di generare flussi di cassa dalla gestione operativa entro un arco di dodici mesi, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti.

Tale indicatore consente inoltre di condurre analisi sugli andamenti operativi e di misurare la *performance* in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Capitale investito/Capitale investito netto

Il **Capitale investito/Capitale investito netto** è calcolato come la somma del Capitale immobilizzato netto, del Capitale di funzionamento e delle Attività/Passività destinate alla vendita.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori); rappresenta una utile misurazione ai fini della valutazione delle attività nette complessive, sia correnti che immobilizzate.

Fonti di copertura

Le **Fonti di copertura** sono calcolate sommando il "Patrimonio netto" e la "Posizione finanziaria netta".

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) e rappresenta le diverse fonti attraverso cui il Gruppo A2A si finanzia ed il grado di autonomia che il Gruppo A2A possiede nel confronto con le fonti di finanziamento esterne. Tale indicatore consente inoltre di misurare la solidità finanziaria del Gruppo A2A.

Organi sociali

1	Dati di sintesi del Gruppo A2A
	Business Units
	Aree geografiche di attività
	Struttura del Gruppo
	Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2017
	Azionariato
	A2A S.p.A. in Borsa
	Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

2
Scenario e mercato

3
Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A

4
Risultati consolidati e andamento della gestione

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

Posizione finanziaria netta/Indebitamento finanziario netto

La **Posizione finanziaria netta/Indebitamento finanziario netto** è un indicatore della struttura finanziaria, calcolato come somma della posizione finanziaria netta oltre l'esercizio successivo e la posizione finanziaria netta entro l'esercizio successivo. Nello specifico, la posizione finanziaria netta totale oltre l'esercizio successivo si ottiene dalla somma algebrica di:

- Totale Indebitamento a medio e lungo termine: la posta include la quota non corrente delle Obbligazioni, dei Finanziamenti bancari, del *Leasing* finanziario e le Altre passività non correnti;
- Totale Crediti finanziari a medio e lungo termine: la voce include le Attività finanziarie non correnti (comprese quelle con parti correlate) e le Altre attività non correnti.

La posizione finanziaria netta entro l'esercizio successivo si ricava dalla somma algebrica di:

- Totale Indebitamento a breve termine: la voce comprende la quota con scadenza entro dodici mesi delle Obbligazioni, dei Finanziamenti bancari, del *Leasing* finanziario, le Passività finanziarie correnti verso parti correlate e le Altre passività correnti;
- Totale Crediti finanziari a breve termine: questa posta comprende le Altre attività finanziarie correnti (comprese quelle verso parti correlate) e le Altre attività correnti;
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti e Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inclusi tra le attività destinate alla vendita.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) ed è utile ai fini della misurazione dell'indebitamento finanziario del Gruppo, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti.

La posizione finanziaria netta del Gruppo A2A è calcolata ai sensi della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 ed in conformità con la Raccomandazione ESMA/2013/319.

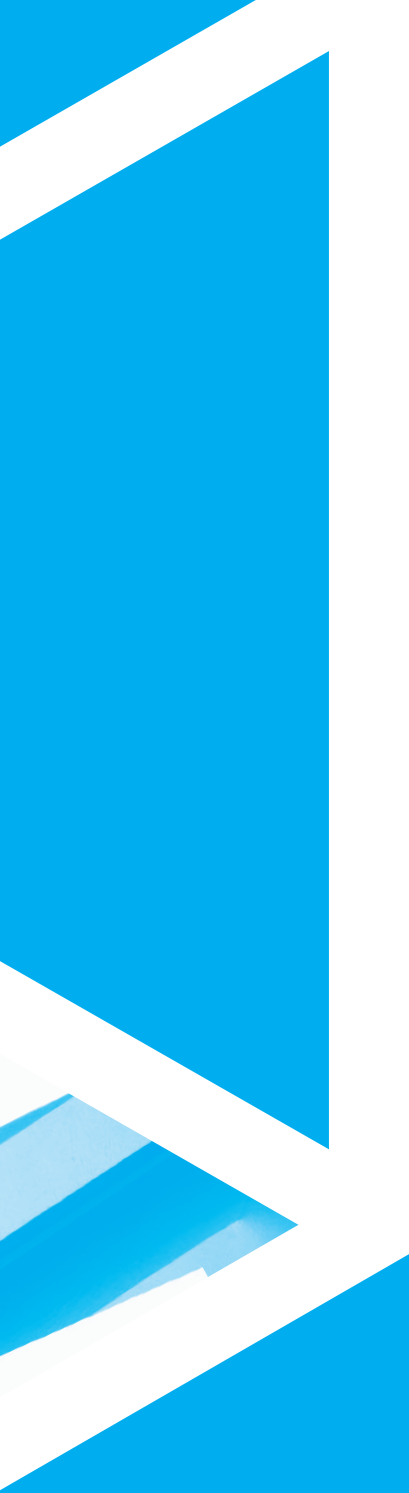
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali

Gli **Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** sono desumibili dalle informazioni riportate nelle Note illustrative della Situazione patrimoniale-finanziaria.

Questo AIP è utilizzato dal Gruppo A2A quale obiettivo finanziario nell'ambito di presentazioni sia interne al Gruppo (*Business Plans*) sia esterne (presentazioni ad analisti finanziari e agli investitori) e costituisce una utile misurazione delle risorse impiegate nel mantenimento e nello sviluppo degli investimenti del Gruppo A2A (nel suo complesso e al livello di singola *Business Unit*), anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti. Questo consente al Gruppo A2A di condurre analisi sugli andamenti degli investimenti e di misurare la *performance* in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Gli investitori non dovrebbero fare eccessivo affidamento su questi AIP e non dovrebbero considerare tutti gli AIP come: (i) un'alternativa all'utile operativo o all'utile netto così come calcolati in conformità agli IFRS; (ii) una valutazione della capacità del Gruppo di rispondere alle esigenze di cassa alternativa a quella desumibile dal *cash flow* da attività operativa, di investimento o da attività di finanziamento (così come determinati in accordo con gli IFRS); oppure (iii) un'alternativa a qualsiasi altro indicatore di *performance* previsto dagli IFRS.

Questi indicatori alternativi di *performance* derivano dalla informativa finanziaria storica del Gruppo A2A e non hanno lo scopo di fornire indicazioni relative a future *performance* finanziarie, posizioni finanziarie o *cash flow* del Gruppo stesso. Inoltre questi AIP sono stati calcolati in maniera omogenea in tutti i periodi.



2 Scenario e mercato

Quadro macroeconomico

Consuntivo anno 2017

Nel corso del 2017 l'economia mondiale è cresciuta a ritmi sostenuti evidenziando segnali crescenti di sincronizzazione. A fare da traino sono le economie avanzate ed in particolare gli Stati Uniti che risentono dell'effetto positivo della riforma fiscale di Trump. L'economia mondiale, secondo le valutazioni del Fondo Monetario Internazionale (FMI), è stimata crescere al 3,7% nell'anno 2017 (lo 0,1% in più rispetto alla previsione di ottobre).

Nel terzo trimestre del 2017 il Prodotto Interno Lordo (PIL) negli Stati Uniti è cresciuto del 3,2%, in rialzo sia rispetto al trimestre precedente (+3,1%) che al primo trimestre 2017 dove aveva registrato solo un +1,4%. La crescita è stata trainata soprattutto dall'espansione dei consumi privati e dal contributo delle esportazioni. In Giappone il PIL del terzo trimestre 2017 è aumentato ad un tasso dell'1,4%, registrando un +0,3% sul trimestre precedente grazie alla spinta delle esportazioni (fonte: Istituto di Ricerca Economica e Sociale del Cabinet Office Giapponese). La Cina ha registrato nel quarto trimestre 2017 una crescita del 6,8% che ha portato il ritmo di espansione dell'intero anno ad un +6,9% contro il +6,7% dell'anno precedente (fonte: Ufficio nazionale di statistica cinese). Secondo la stima del FMI, il PIL dell'India nel 2017 è atteso nell'intorno del +6,7% mentre quello del Brasile a +0,7%. Continua a crescere la Russia nel quarto trimestre dell'anno a seguito della ripresa dei corsi petroliferi: nel 2017 il PIL è atteso attestarsi in un *range* compreso fra +1,4% e +1,8%.

Secondo la stima preliminare del FMI il PIL dell'Area Euro è atteso al 2,4% nel 2017, grazie al recupero dei consumi privati e pubblici. Si tratta del tasso di crescita più alto registrato dal 2007. All'interno dell'Area Euro è la Germania a trainare la ripresa evidenziando una crescita del 2,2%, il ritmo più elevato dal 2011. L'ottimo andamento è ascrivibile principalmente alla domanda interna, trainata dai consumi delle famiglie (+2%), da quelli pubblici (+1,4%), dagli investimenti in costruzioni (+2,6%) ed in macchinari (+3,5%).

Per quanto concerne l'Italia, il Fondo Monetario Internazionale e la Banca d'Italia indicano che in media il PIL è previsto all'1,6% nel 2017 (lo 0,1% in più rispetto alla previsione di ottobre).

Relativamente all'indice dei prezzi al consumo nell'Area Euro, l'*Eurostat* ha comunicato che l'inflazione si è attestata all'1,4% nel mese di dicembre 2017 rispetto all'1,5% registrato in novembre. Nella media dell'anno l'inflazione acquisita è pari ad un +1,5%. La ripresa dell'inflazione non è stata tuttavia omogenea tra i vari paesi dell'Area Euro: l'incremento più significativo è arrivato dalla Germania dove l'inflazione è risultata pari all'1,7%.

L'inflazione italiana nel 2017 è aumentata dell'1,2% e torna positiva dopo il -0,1% registrato nel 2016 (fonte: Istat). Ad incidere sono stati in particolare gli aumenti dei prezzi delle divisioni di spesa trasporti (+3,4%, che inverte la tendenza rispetto al -1,4% del 2016), prodotti alimentari (+1,9%, in marcata accelerazione rispetto al +0,2% dell'anno precedente) e servizi ricettivi e di ristorazione (+1,6% da +0,7%).

Nella riunione del 25 gennaio 2017, il Consiglio direttivo della BCE ha deciso di mantenere il tasso di riferimento al minimo storico dello 0,00%, nonché di prolungare il *Quantitative Easing* all'attuale ritmo mensile di 30 miliardi fino a settembre 2018 e anche oltre se necessario ed in ogni caso finché non risconterà un aggiustamento durevole dell'evoluzione dei prezzi coerente con l'obiettivo di inflazione prossima al 2%. Confermando le attese, nella riunione del 31 gennaio 2018, la *Federal Reserve* (FED) ha lasciato i tassi invariati sui *federal funds* nel *range* compreso fra l'1,25% e l'1,50%. Inoltre nel mese di ottobre ha preso avvio il graduale processo di normalizzazione del bilancio attraverso la progressiva riduzione dell'ammontare di titoli detenuti, ad un ritmo di 10 miliardi al mese fino ad un massimo di 50 miliardi.

Nel quarto trimestre 2017 è proseguito l'apprezzamento della moneta unica nei confronti del dollaro, con un valore medio di periodo pari a 1,18 dollari. Il tasso di cambio medio EUR/USD si è attestato a 1,13 dollari nel 2017, in aumento del 2% rispetto all'anno 2016.

Le prospettive

In prospettiva, l'attività economica mondiale dovrebbe evidenziare un ulteriore moderato rafforzamento continuando a beneficiare del supporto delle politiche monetarie e di bilancio nelle economie avanzate e della ripresa delle economie emergenti esportatrici di materie prime. Il Fondo Monetario Internazionale prevede che le economie avanzate cresceranno in media del 2% nel 2018 mentre quelle emergenti del 4,9%.

Permangono però diversi fattori di rischio tra cui le crescenti pulsioni protezionistiche, il persistere di un basso livello dell'inflazione e dei salari a livello globale nonché l'elevata esposizione finanziaria cinese che potrebbe mettere a rischio la stabilità internazionale. Permane infine il pericolo delle tensioni geopolitiche in vista dell'esito di importanti elezioni in vari paesi del mondo, tra i quali Brasile, Colombia, Italia e Messico.

Secondo quanto pubblicato dal Fondo Monetario Internazionale (FMI) il PIL mondiale crescerà del 3,9% sia nel 2018 che nel 2019 (+0,2% per entrambi gli anni rispetto alla previsione di ottobre) spinto dalla crescita della produzione industriale e dalla ripresa dell'occupazione oltre che dei flussi commerciali. Tra le principali economie avanzate, la riforma delle tasse voluta da Donald Trump farà correre gli Stati Uniti: il PIL statunitense dovrebbe crescere del 2,7% nel 2018 (+0,4 punti rispetto alla stima di ottobre) e del 2,5% nel 2019 per effetto dell'aumento degli investimenti legato alla riduzione delle tasse alle imprese. In Giappone il PIL è previsto a +1,2% nel 2018 e a +0,9% nel 2019. Quanto alle economie emergenti il risultato più brillante è dell'India che crescerà a un ritmo del 7,4% quest'anno e del 7,8% nel 2019. Destinata a rallentare leggermente l'economia cinese, con un PIL previsto al +6,6% nel 2018 e +6,4% nel 2019. Rivista al rialzo la stima del PIL per il Brasile che crescerà del 2,0% nel 2018 così come quella della Russia che passa dall'1,4 della precedente previsione all'1,7% (fonte: Banca Mondiale).

Le proiezioni macroeconomiche per l'Area Euro, formulate dal FMI, prevedono una crescita annuale del PIL del 2,2% nel 2018, del 2% nel 2019 e dell'1,7% nel 2020. Rispetto ad ottobre, le prospettive di crescita sono state riviste al rialzo in misura considerevole in quanto ci si attende che l'espansione economica in atto nell'area Euro continui ad essere sostenuta dalle misure di politica monetaria della BCE. Previsti in rialzo il PIL tedesco (+2,3% nel 2018 e +2% nel 2019 rispettivamente da +2,1% e +1,7%) e francese (+1,9% per il biennio 2018-19 da +1,6%). Rivisto lievemente al ribasso al +2,4% (dal +2,5%) il PIL 2018 della Spagna, come conseguenza dell'effetto dell'incertezza politica su fiducia e domanda.

Relativamente all'Italia, il Fondo Monetario Internazionale stima la crescita del PIL all'1,4% per il 2018, e all'1,1% nel 2019, grazie alla ripresa dei consumi e degli investimenti.

L'inflazione nell'Area Euro dovrebbe aumentare gradualmente nel medio termine, sostenuta dalle misure di politica monetaria della BCE, dal perdurare dell'espansione economica nonché dalla progressiva riduzione della capacità produttiva inutilizzata e dall'incremento dei salari associati a tale espansione. Secondo le previsioni di dicembre, formulate dagli esperti della BCE, l'inflazione nel 2018 è prevista attestarsi all'1,4%, condizionata dall'intensità degli aumenti dei beni alimentari ed energetici verificatisi nel 2017, per poi risalire nel 2019 all'1,5% e all'1,7% nel 2020.

Relativamente all'Italia, è previsto un tasso d'inflazione all'1,1% nel 2018 e all'1,5% nel 2019. La flessione prevista per il 2018 è riconducibile principalmente all'esaurirsi dell'effetto del rincaro dei beni energetici e alimentari registrato all'inizio del 2017 (fonte: Banca d'Italia).

Per quanto concerne il rapporto di cambio della moneta unica risulteranno determinanti gli andamenti dei livelli di tasso di interesse e dunque i ruoli delle banche centrali. In particolare, la Banca Centrale Europea (BCE) e la *Federal Reserve* (FED) saranno alle prese con importanti scelte di politica monetaria ed entrambe si troveranno di fronte al rischio di un calo delle aspettative inflazionistiche. Tuttavia, mentre la FED ha avviato già da tempo una fase di normalizzazione dei tassi di interesse, che a fine 2018 dovrebbero raggiungere il livello del 2% se verrà rispettata la previsione di 3 aumenti nel corso dell'anno, la BCE si trova ancora a zero e il *consensus* appare unanime nel prevedere un primo rialzo solo nel 2019.

Secondo i principali analisti il cambio EUR/USD nel 2018 resterà abbondantemente sopra quota 1,20 e le motivazioni sono principalmente due: da un lato la crescita economica dell'Eurozona e dall'altro le attese del mercato in merito alla possibile fine del *Quantitative Easing* della BCE.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

Quadro
macroeconomico

Andamento
del mercato
energetico

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Andamento del mercato energetico

Le quotazioni delle principali *commodities* energetiche europee, dopo aver tracciato una parabola discendente culminata nel 2016, hanno evidenziato nel 2017 una crescita a doppia cifra pur senza raggiungere i valori di massimo toccati nel biennio 2014/2015.

Nell'anno 2017 il prezzo del Brent ha oscillato prevalentemente fra i 50 e i 60 \$/bbl, con una media annua di 54,8 \$/bbl, in aumento del 21,6% rispetto al 2016 (pari a 45,1 \$/bbl).

Ad influire sul recupero delle quotazioni, soprattutto negli ultimi mesi dell'anno, le intenzioni manifestate dai membri *Opec* di voler prolungare temporalmente (per tutto il 2018) ed estendere ad altri paesi l'accordo sui tagli alla produzione con l'obiettivo di mantenere i prezzi sui livelli attuali, che appaiono un giusto compromesso sia per i Paesi produttori che per quelli consumatori. Le previsioni diffuse dall'Unione Petrolifera evidenziano una quotazione del Brent che nella media del 2018 è attesa attestarsi in un *range* compreso tra i 55 e i 65 \$/bbl; tuttavia pressioni al ribasso potrebbero derivare dalla reattiva risposta dello *shale oil* americano.

La domanda mondiale di petrolio nel 2017 si è attestata in media a 97,0 milioni di barili al giorno, con un aumento dell'1,6% rispetto al 2016. A questo risultato ha contribuito soprattutto la Cina con un incremento di ben 600.000 barili al giorno; la domanda cresce per il terzo anno consecutivo anche in Europa, superando la soglia dei 14 milioni di barili al giorno. A livello mondiale il petrolio si conferma la prima fonte di energia, con una quota stimata in circa il 32%, seguito dal carbone con il 27% e dal gas con il 22%. Secondo l'agenzia statunitense Energy Information Administration (EIA), nel 2018 la domanda mondiale di petrolio è destinata a crescere di ulteriori 1,7 milioni di barili al giorno.

Per quanto concerne l'offerta, sempre secondo l'agenzia statunitense Energy Information Administration (EIA), nel 2018 la produzione americana è prevista crescere ad un livello record pari a 10,3 milioni di barili al giorno, l'11% al di sopra dei 9,3 milioni di barili al giorno del 2017. Se queste previsioni si dovessero verificare gli Stati Uniti diventerebbero il primo produttore di petrolio al mondo superando Russia ed Arabia Saudita. L'*Opec*, nel rapporto mensile di dicembre, prevede che l'offerta dei Paesi appartenenti al cartello economico si stabilizzi a 33,2 milioni di barili al giorno nel 2018, per bilanciare un mercato caratterizzato da una domanda globale di 98,5 milioni di barili al giorno.

Il carbone nel 2017 ha evidenziato quotazioni elevate fin dal mese di gennaio; ha registrato una contrazione nel secondo trimestre (prossima ai 70 \$/tonn) per poi risalire ulteriormente a partire dal secondo semestre dell'anno. Il prezzo medio del carbone nel 2017 si è attestato a 83,8 \$/tonn, registrando un aumento del 40,4% rispetto al 2016 (pari a 59,7 \$/tonn) trainato dalla domanda dei paesi asiatici, in primis dalla Cina. Per l'anno corrente le curve *forward* indicano prezzi con valori medi prossimi ai 90 \$/tonn.

Energia Elettrica

Crescono i consumi elettrici in Italia nel 2017 raggiungendo i massimi dal 2013: il fabbisogno netto di energia elettrica è stato pari a 320.437 GWh (fonte: Terna) in aumento del 2,0% rispetto al 2016.

La produzione netta di energia è stata pari a 285.118 GWh in aumento dell'1,9% su base annua. La ridotta idraulicità ha determinato una sensibile diminuzione della produzione da fonte idroelettrica, che si attesta a 37.530 GWh registrando una contrazione del 14,3% rispetto al precedente esercizio. In aumento la produzione termoelettrica che evidenzia un +4,6% rispetto all'anno 2016 e si attesta a 199.500 GWh, beneficiando dei bassi livelli di idraulicità ed *import* (in particolare nei primi mesi dell'anno con riferimento alla contrazione della produzione da fonte nucleare registrata in Francia).

Per quanto concerne le fonti rinnovabili, si osserva un andamento discordante: il fotovoltaico registra un incremento del 14,0% rispetto al 2016; per contro risultano in calo sia la produzione geotermica (-1,4%) che, in misura minore, quella eolica (-0,2%) che ha evidenziato una forte contrazione nella prima parte dell'anno.

La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'88,3% della richiesta di energia elettrica mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la parte restante.

Sul fronte prezzi dell'energia elettrica il PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load* nell'anno 2017 torna a crescere attestandosi a 53,9 €/MWh, rispetto al minimo storico del 2016 (pari a 42,7 €/MWh), registrando quotazioni in linea con il biennio 2014-2015. Il prezzo ha evidenziato un andamento discordante nell'arco dell'anno: partendo dai valori elevati di gennaio (pari a 72,24 €/MWh condizionati dalla fermata di alcuni impianti nucleari francesi) ha registrato una contrazione nei mesi di aprile e

maggio (entrambi nell'intorno dei 43,0 €/MWh) per poi risalire gradualmente nel terzo trimestre ed attestarsi nell'ultimo trimestre del 2017 ad un valor medio di 61,8 €/MWh.

La crescita del PUN ha riflesso un contesto caratterizzato dall'ascesa delle quotazioni delle principali *commodities*, tra cui in particolare quella del gas, nonché dalla ripresa dei volumi scambiati. Quotazioni medie in rialzo anche per il prezzo nelle ore di alto carico (+28,2% per il PUN *Peak Load* che si attesta a 61,8 €/MWh). Il prezzo nelle ore a basso carico (PUN *Off-Peak*) registra un aumento del 24,8% attestandosi a 49,6 €/MWh. Per l'anno corrente le curve *forward* indicano prezzi del PUN *Base Load* con valori medi prossimi ai 51 €/MWh.

Gas Naturale

Nell'anno 2017 la domanda di gas naturale è aumentata del 6,1% rispetto al 2016 attestandosi a 74.683 Mmc (fonte: Snam Rete Gas), consolidando la progressiva ripresa rispetto al valore di minimo raggiunto nel 2014.

La crescita ha interessato prevalentemente i consumi del settore termoelettrico che si attestano a 25.438 Mmc ed evidenziano un incremento dell'8,8% rispetto all'anno 2016 nonostante il brusco calo avvenuto nei mesi di settembre (-21% rispetto a settembre 2016) e dicembre (-9% rispetto a dicembre 2016); l'incremento è stato particolarmente caratterizzato dall'aumento della domanda elettrica e dal calo della produzione rinnovabile idroelettrica. I consumi del settore industriale confermano la fase di ripresa e si attestano a 14.342 Mmc evidenziando un incremento del 7,1% rispetto al 2016. Risultano in crescita anche i consumi del settore residenziale e commerciale nella media del 2017 (+3,1%).

Dal lato dell'offerta prosegue la crescita delle importazioni di gas naturale che si portano a 69.216 Mmc (+6,4% rispetto all'anno 2016) mentre la produzione nazionale risulta in flessione del 5,9%. L'*import* ha rappresentato circa il 93% del fabbisogno al netto dell'andamento dello stoccaggio mentre la produzione nazionale ha coperto la restante parte. Tra i punti di entrata, le importazioni di gas naturale proveniente dalla Russia a Tarvisio permangono la principale fonte pari a 30.082 Mmc (+6,8%), seguono le importazioni di gas algerino a Mazara stabili rispetto al 2016 (18.880 Mmc, +0,3%). In ripresa, invece, l'*import* dal Nord Europa (+8,1%) mentre si riduce quello dalla Libia (-3,2%).

Il prezzo del gas al TTF per il 2017 è stato pari a 17,3 €/MWh in aumento del 23,9% rispetto all'anno precedente (pari a 14,0 €/MWh). Il prezzo del gas al PSV ha evidenziato nel periodo un *trend* che partendo dai valori elevati del mese di gennaio, pari a 22,8 €/MWh, ha registrato una contrazione nel mese di marzo portandosi a 17,8 €/MWh per poi assestarsi nel terzo trimestre dell'anno su valori prossimi ai 18,0 €/MWh ed aumentare nell'ultimo trimestre ad un valore medio di circa 22,0 €/MWh. Il prezzo medio del gas al PSV per l'intero anno 2017 è stato pari a 19,6 €/MWh in aumento del 25,5% rispetto al 2016 (pari a 15,6 €/MWh). Per l'esercizio 2018 le curve *forward* indicano prezzi con valori medi nell'intorno dei 20,0 €/MWh.

L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale PSV-TTF, per il periodo in esame, pari a 2,3 €/MWh in rialzo rispetto al differenziale dell'anno precedente (1,7 €/MWh). Il mercato del gas al PSV tende a confermare per l'anno 2018 uno *spread* strutturale rispetto al TTF, rivelando un mercato corto e dipendente dall'*import* dal Nord ed Est Europa. Per l'anno 2018 si prevede uno *spread* nell'intorno di 2 €/MWh (fonte: Ref).

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

Quadro
macroeconomico

Andamento
del mercato
energetico

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

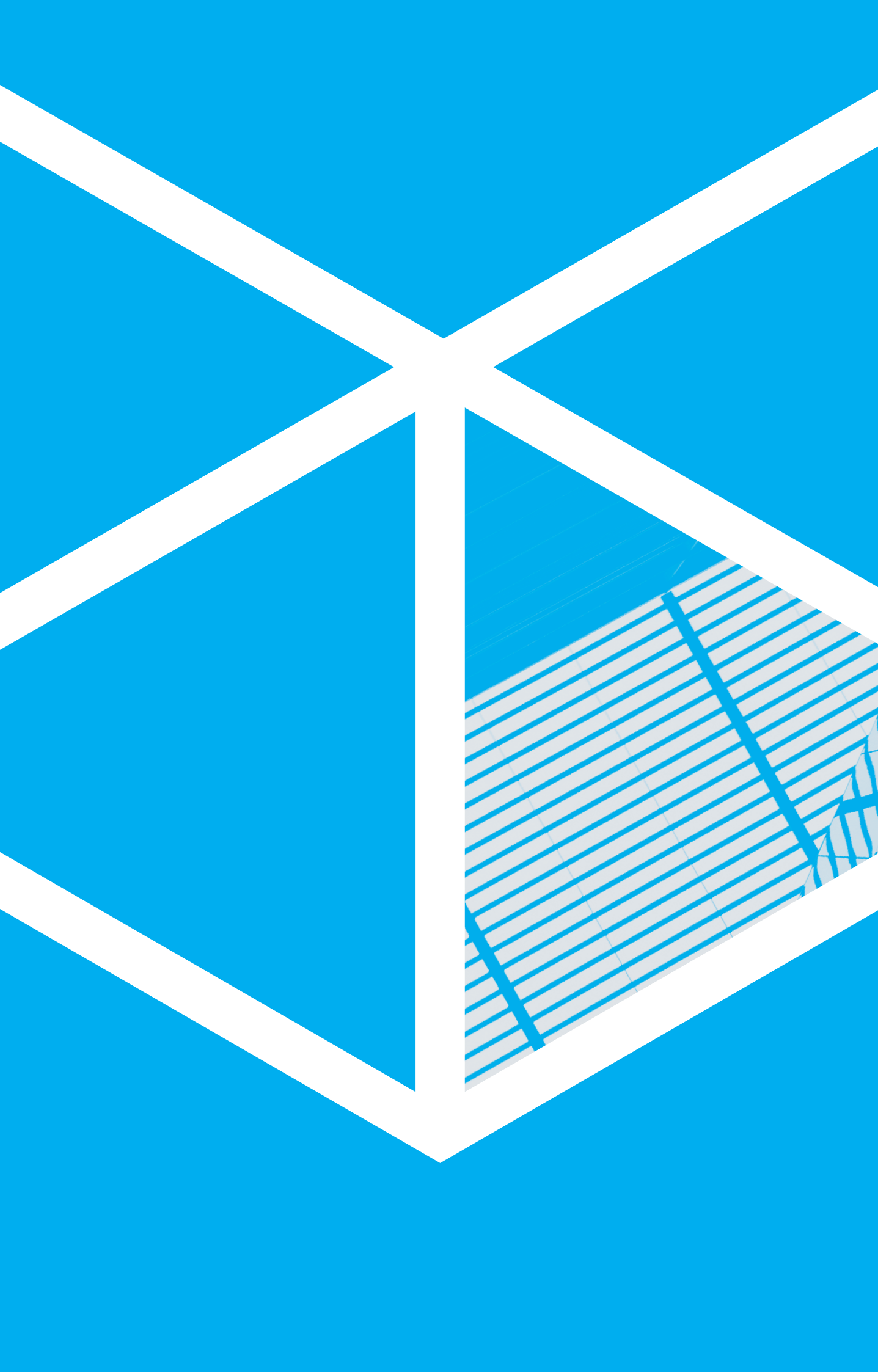
4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni



3
Evoluzione
della regolazione
ed impatti
sulle *Business Units*
del Gruppo A2A

Business Unit Generazione e Trading

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Il meccanismo vigente in Italia per la remunerazione della capacità produttiva è il cd. *capacity payment* introdotto nel 2003 dal D.Lgs. n. 379 come sistema transitorio di tipo amministrato il cui scopo è garantire l'adeguatezza del sistema elettrico soprattutto nei giorni, individuati da Terna e definiti critici, in cui la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi.

Dal 2004 il meccanismo prevede che l'Autorità determini ex ante lo specifico gettito, raccolto dalle bollette elettriche ed erogato tramite due corrispettivi (denominati CAP1 ed S) agli impianti abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento.

Il D.Lgs. n. 379 stabiliva inoltre che, a regime, la remunerazione della capacità dovesse basarsi su un meccanismo di mercato (*capacity market*), successivamente definito con Delibera dell'Autorità ARG/elt 98/11.

Il disegno definitivo prevede un'asta in cui gli operatori vincitori acquisiscono il diritto a ricevere un premio (in €/MW/anno) a fronte dell'obbligo ad offrire tutta la capacità aggiudicata sui mercati dell'energia (MGP) e dei servizi (MSD), restituendo alla controparte Terna la differenza - se positiva - tra i prezzi di riferimento ed un prezzo *strike* (in €/MWh). Trattasi tecnicamente di un "contratto alle differenze ad una via".

Inizialmente il suddetto disegno prevedeva aste triennali con un orizzonte di pianificazione quadriennale. Con Delibera 95/2015/1/eel l'Autorità ha proposto al MiSE di ridurre ad 1 anno il periodo intercorrente tra lo svolgimento dell'asta e la consegna, introducendo inoltre contratti di durata annuale (cosiddetta *fase di prima attuazione*).

Ad agosto 2015 il Governo italiano ha pre-notificato in modo informale alla DG Competition il meccanismo di cui alla Delibera ARG/elt 98/11 per verificarne la legittimità con la disciplina in tema di aiuti di Stato. Numerose sono state le interlocuzioni tra la DG Competition, la DG Energy, il MiSE, l'Autorità e Terna fino alla notifica formale che è avvenuta il 23 agosto 2017.

Nel frattempo l'affinamento dello schema italiano è proseguito sia ad opera di Terna che dell'Autorità.

Terna ha pubblicato tre documenti di consultazione (DCO) i cui principali elementi di novità sono:

- per la fase di prima attuazione l'apertura alle unità di produzione di taglia inferiore a 10 MVA, alla generazione rinnovabile (che non riceve incentivi dal GSE o vi rinuncia) e alla domanda abilitata su MSD; le risorse flessibili sono premiate unicamente attraverso il riconoscimento della priorità nella selezione nel caso di pluralità di offerte al prezzo marginale;
- per la fase di regime, oltre a quanto esposto nel punto precedente, la partecipazione diretta delle risorse estere;
- la modifica della curva di domanda che viene semplificata e resa *compliant* con le indicazioni europee, rispecchiando le scelte governative in termini di spesa massima accettabile e di livello di sicurezza (funzione del parametro *Loss of Load Expectation* – LOLE, stabilito dal MiSE, e rappresentante la durata massima di distacco del carico accettabile a livello Paese).

L'Autorità ha pubblicato i DCO 713/2016 e 592/2017 in tema di:

- obblighi degli impianti contrattualizzati da cui risulta maggiormente incentivata l'offerta della capacità su MGP a valori inferiori o uguali allo *strike price*;
- fissazione di *cap* al premio differenziati nella *fase di prima attuazione* e pari, rispettivamente, a 75.000 €/MW/anno per i nuovi entranti con contratti di durata quindicennale e a 20.000 €/MW/anno per gli impianti esistenti con livelli di *strike price* più elevati rispetto alla *fase a regime* per tenere conto di un potenziale esercizio di potere di mercato.

La Commissione Europea ha nel frattempo approvato i meccanismi di remunerazione della capacità introdotti da Regno Unito (*capacity obligation*), Francia (certificati di scambio), Germania (*Network Reserve*) e Irlanda. L'avvio del meccanismo in Italia è atteso entro il 2019.

Per quanto concerne gli effetti economici del *capacity payment* su A2A, l'impatto del meccanismo nel 2017 è stato pari a circa 15 milioni di euro, già liquidati ai sensi della Delibera 844/2017/R/eel. Nel corso del 2017 sono stati anche liquidati, in applicazione delle Delibere 398/2017/R/eel e 418/2017/R/eel, complessivi 18 milioni di euro riferiti alle componenti S 2015 e CAP1 2016.

Remunerazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Con la Delibera 803/2016/R/eel l'impianto a 220 kV della centrale di San Filippo del Mela (gruppi 2, 5 e 6) è stato contrattualizzato da Terna in regime di essenzialità con reintegro dei costi per il quinquennio 2017-2021. La Delibera prevede, inoltre, che il gruppo 1 a 150 kV svolga un ruolo di *back up* in caso di indisponibilità del gruppo 2.

Il nuovo elettrodotto Sorgente-Rizziconi che collega la Sicilia al Continente potrebbe, infatti, non essere sempre disponibile (ad esempio nei periodi di manutenzione) e il mercato della zona Sicilia risulta al momento ancora corto in termini di offerta.

E' altresì, previsto l'impegno da parte di A2A Energiefuture S.p.A. a contenere le richieste di reintegro dei costi al di sotto di un certo *cap* proposto dalla stessa società che assicuri al contempo la copertura dei costi fissi, dei costi variabili di gestione ed un'equa remunerazione, oltre che un risparmio per il sistema, essendo tale livello massimo di reintegro inferiore rispetto al calcolo previsto dal regime di essenzialità standard (di cui alla Delibera 111/06).

La contrattualizzazione pluriennale di San Filippo del Mela consente, pertanto, alla società la gestione in utile dell'impianto, garantendo al sistema il mantenimento della sicurezza con un beneficio in termini di risparmio sui costi complessivi.

Al 31 dicembre 2017 sono stati liquidati da Terna circa 56 milioni di euro relativi al regime di essenzialità del 2016 (secondo acconto) e al primo acconto 2017. I crediti ancora da incassare e relativi agli anni precedenti risultano pari a circa 57 milioni di euro (saldi 2015, 2016 e 2017).

Impianti marginali in conservazione e richieste di Terna per la riattivazione

Nell'inverno 2016-2017, per far fronte al fermo degli impianti nucleari in Francia, Terna ha chiesto la riattivazione delle centrali termoelettriche di Ponti sul Mincio, in conservazione dal 22 ottobre 2016, e Chivasso 2, in conservazione dal 30 settembre 2013. In vista di possibili criticità di sistema nell'estate 2017, a marzo 2017 Terna ha chiesto informazioni anche sulle tempistiche di riattivazione della centrale a carbone di Brindisi (unità 3 e 4), in conservazione da settembre 2015, e del gruppo Sermide 3, in conservazione dal 1° gennaio 2016.

A2A ha dichiarato l'indisponibilità dell'impianto di Brindisi, a causa delle prescrizioni AIA che prevedono limiti di emissione non rispettabili senza ingenti investimenti, che implicherebbero tempi estremamente lunghi. Con riferimento, invece, a Sermide 3, la società ha dichiarato la possibilità di ripristinarne la piena disponibilità tecnica, previo completamento di un intervento tecnico indispensabile a garantire il rientro del gruppo (si tratta del trasporto del trasformatore da Chivasso a Sermide in sostituzione di quello esistente, guasto), dichiarando tuttavia come l'unità possa essere gestita unicamente quale *back-up* dell'unità da 800 MW, a causa della riduzione di organico operata per far fronte alla situazione di crisi economica del settore. Il rientro in disponibilità del gruppo 3 di Sermide è previsto nel primo semestre 2018.

Terna ha formulato le richieste di riattivazione ai sensi della Legge 290 del 2003, art. 1-quinquies, comma 1, che prescrive il mantenimento in stato di perfetta efficienza degli impianti di generazione con potenza nominale maggiore di 10 MVA. In mancanza di norme attuative di tale prescrizione, ad oggi lo stato di conservazione (o riserva fredda) degli impianti non risulta disciplinato.

L'avvio del *capacity market* dovrebbe sanare queste situazioni: all'impianto che risulterà escluso o che volontariamente non vorrà partecipare alle aste per la remunerazione della disponibilità nessun ostacolo dovrebbe essere posto alla dismissione o alla messa in stato di conservazione.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Conferimento della capacità di trasporto gas per gli impianti termoelettrici (CCGT)

Il conferimento della capacità di trasporto gas rappresenta uno dei costi fissi più rilevanti che i CCGT devono sostenere (nell'ordine dei 6.000 €/MW). Per far fronte all'accresciuta domanda di flessibilità del sistema, connessa alla crescita delle fonti rinnovabili, l'Autorità ha avviato, con le Delibere 336/2016/R/gas e 470/2016/R/gas, un progetto pilota sul conferimento di capacità degli impianti termoelettrici nell'ottica di variabilizzarne il costo.

La Delibera 512/2017/R/gas completa il set di regole e, con effetto dal 1° ottobre 2017, ha introdotto, in aggiunta al prodotto di capacità giornaliero già previsto dalle precedenti norme sul progetto pilota, un prodotto mensile, cui si associa un corrispettivo pari a 2 volte il corrispettivo annuale riproporzionato su base mensile. Per il prodotto giornaliero, invece, il coefficiente moltiplicativo è stato ridotto da 10 a 7. Infine, la Delibera ha previsto la possibilità per i soggetti che richiedono conferimenti infra-annuali presso i punti di riconsegna oggetto del progetto pilota, di ottenere un conferimento di pari o minore entità presso il corrispondente punto di uscita, con applicazione di corrispettivi per i prodotti infra-annuali determinati sulla base dei medesimi moltiplicatori previsti presso i punti di riconsegna, e ha stabilito che il corrispettivo CMT per la remunerazione del servizio di misura svolto dalle imprese di trasporto sia calcolato e fatturato su base mensile.

La riforma generale dei conferimenti di capacità presso tutti i punti di uscita e di riconsegna della rete di trasporto gas (oltre che termoelettrici anche civili ed industriali) sarà oggetto di un successivo DCO che terrà conto sia degli esiti del progetto pilota che delle nuove disposizioni in materia tariffaria contenute nel Regolamento europeo (UE) 460/2017 del 17 marzo 2017, nonché della diversa elasticità al prezzo della domanda di capacità delle diverse tipologie di utenti.

Valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici

La Delibera n. 111/06 definisce le regole per il calcolo dei prezzi di sbilanciamenti da applicarsi agli scostamenti tra i programmi di immissione e di consumo e le effettive produzioni e prelievi. Il contenimento degli sbilanciamenti è auspicabile perché favorisce la riduzione dei costi che ricadono sulla bolletta dei clienti finali in quanto Terna - a fronte di più accurate previsioni da parte degli utenti del dispacciamento - utilizza minori risorse per il bilanciamento in tempo reale del sistema.

Per tale ragione la disciplina degli sbilanciamenti è stata oggetto di diversi interventi di modifica da parte dell'Autorità al fine di allineare la regolazione alla necessità di un'efficiente configurazione di mercato così da spingere gli operatori ad effettuare sempre migliori previsioni di produzione e consumo, evitando fenomeni di arbitraggio tra i prezzi sui diversi mercati.

Periodo luglio 2012-agosto 2014 (escluso giugno 2014)

Relativamente al periodo luglio 2012 – agosto 2014 (escluso giugno 2014), in ragione del ricorso proposto da alcuni operatori, le Delibere 342/2012/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel di modifica della suddetta disciplina sono state annullate dal giudice amministrativo, per difetto di motivazione sull'urgenza dei provvedimenti e per difetto di consultazione.

Terna ha, quindi, effettuato i ricalcoli dei prezzi di sbilanciamento secondo la disciplina previgente alle delibere annullate e le fatture di conguaglio - nonostante le contestazioni da parte delle società del Gruppo A2A - sono state direttamente compensate al 30 giugno 2015 (per un controvalore lordo di circa 6,8 milioni di euro).

L'Autorità, rispondendo anche alle sollecitazioni di altri utenti del dispacciamento, con Delibera 333/2015/R/eel ha avviato un procedimento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi tra il 2012 e il 2014. A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) ed Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) e A2A Energia S.p.A. hanno presentato ricorso al TAR Lazio verso Terna in quanto la stessa nel calcolo dei conguagli non avrebbe tenuto conto di questo avvio di procedimento.

Dopo circa un anno di consultazioni la Delibera 333/2016/R/eel ha chiuso il procedimento di valorizzazione degli sbilanciamenti per il periodo 2012-2014 disponendo entro il 1° novembre 2016 la restituzione da parte di Terna alle società del Gruppo A2A dell'ammontare compensato a giugno 2015.

Pur avendo incassato le somme da Terna il contenzioso rimane tutt'ora in essere in quanto alcuni operatori hanno presentato ricorso contro la Delibera 333/2016/R/eel invocandone la sospensiva che è stata negata. La seduta del TAR Lombardia è prevista nel primo trimestre 2018.

Periodo gennaio 2015 – giugno 2016

A giugno 2016, considerato il significativo incremento dei costi di sbilanciamento, l’Autorità ha avviato un’indagine di sistema al fine di verificare eventuali condotte sui mercati all’ingrosso lesive del diritto degli utenti finali e degli altri operatori ad una corretta determinazione del valore delle risorse del dispacciamento, nonché per annullare gli eventuali impatti delle suddette condotte in termini di incremento dei prezzi di sbilanciamento.

Con le Delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel l’Autorità ha, pertanto, avviato numerosi procedimenti individuali per l’adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di regolazione asimmetrica. In particolare, per il Gruppo A2A sono stati aperti i seguenti procedimenti:

- A2A Energia S.p.A. ed A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) a cui è stata notificata la Delibera 342/2016/E/eel;
- A2A Energiefuture S.p.A. a cui è stata notificata la Delibera 459/2016/E/eel.

Gli esiti di tali procedimenti sono giunti tramite le Delibere 813/2016/R/eel e 178/2018/S/eel e consistono:

- nell’archiviazione del procedimento per A2A Energia S.p.A. non sussistendo i presupposti né per l’adozione di provvedimenti prescrittivi né per avviare procedimenti sanzionatori;
- nell’archiviazione del procedimento per A2A Energiefuture S.p.A. a seguito dell’assoggettamento dell’impianto di San Filippo del Mela al regime di essenzialità con impegno a contenere i costi, ai sensi della Delibera 803/2016/R/eel;
- nell’avvio di un procedimento sanzionatorio per A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.) per violazione dell’articolo 14.6 della Delibera 111/06 («programmazione diligente»), pur constatando la non sussistenza dei presupposti per l’adozione di un provvedimento prescrittivo.

A2A S.p.A. ha proceduto ad inviare nel corso del 2017 a propria difesa numerose memorie e a valle del ricevimento della comunicazione delle risultanze istruttorie in data 13 dicembre 2017 (la CRI) è in attesa della quantificazione della sanzione da parte dell’Autorità che auspicabilmente dovrebbe essere la minima possibile stante che l’operatore ha agito in assoluta buona fede.

Definizione della nuova disciplina sugli sbilanciamenti a partire dal 1° agosto 2016

Con Delibera 444/2016/R/eel, successivamente modificata dalla Delibera 800/2016/R/eel, è stato definito, a partire dal 1° agosto 2016, il quadro regolatorio sugli sbilanciamenti effettivi con l’introduzione di meccanismi finalizzati a fornire più efficaci incentivi a programmare con diligenza, perizia, prudenza e previdenza, nonché, al contempo, a consentire all’Autorità di rilevare in modo sistematico possibili violazioni (anche ai fini dell’adozione di misure prescrittive e/o sanzionatorie).

In particolare questi provvedimenti modificano la valorizzazione degli sbilanciamenti, differenziandola se si tratta di unità di produzione (rilevante, non rilevante alimentata da fonti rinnovabili non programmabili o non abilitata diversa da quella alimentata da fonti rinnovabili) o di unità di consumo, con applicazione alle diverse fattispecie della regola *single pricing* o di un regime misto *single-dual pricing*, e prevedendo specifiche soglie di franchigia.

Inoltre, in attesa delle previsioni per la messa a regime della disciplina che, verosimilmente, sarà implementata dal 2019 e che dovrebbe prevedere prezzi di sbilanciamento nodali, con la Delibera 419/2017/R/eel l’Autorità ha previsto:

- a partire dal 1° luglio 2017 l’introduzione di corrispettivi di non arbitraggio macrozonale al fine di eliminare le distorsioni che derivano dalla determinazione dei prezzi di sbilanciamento a livello macrozonale in presenza di prezzi di mercato calcolati a livello zonale;
- a partire dal 1° settembre 2017 il ripristino della valorizzazione a *single pricing* degli sbilanciamenti per tutte le unità di produzione non abilitate nonché una nuova metodologia di calcolo del segno zonale implementata da Terna, meno prevedibile della precedente.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

**Business Unit
Generazione e
Trading**

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Prima apertura di MSD a domanda/sistemi di accumulo/unità di produzione non già abilitate

Con le Delibere 300/2017/R/eel e 372/2017/R/eel l'Autorità ha disposto una prima apertura di MSD, tramite progetti pilota specifici con abilitazione volontaria, ad operatori lato domanda, ad unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili (non programmabili rilevanti e non rilevanti), ad unità programmabili finora non abilitate e ai sistemi di accumulo.

In generale il disegno stabilisce che le unità di produzione (UP) e le unità di consumo (UC) possano partecipare al mercato individualmente o tramite diverse tipologie di aggregazione: solo produzione (UVAP), solo consumo (UVAC) o miste (UVAM/UVAN).

I progetti pilota prevedono per i partecipanti, obblighi e modalità di offerta in linea con quelle attualmente previste per le UP abilitate, senza forme di incentivazione economica. Con riferimento ai requisiti di accesso delle UC, queste possono essere allacciate in AT, MT o BT, ma devono essere trattate su base oraria. Gli operatori possono proporre ulteriori progetti pilota a Terna per la fornitura di singoli servizi o di servizi ad oggi non oggetto di remunerazione. Il ruolo dei distributori è limitato in questa prima fase.

I primi due progetti pilota presentati da Terna e approvati dall'Autorità sono stati:

1. Progetto per UVAC (Delibera 372/2017/R/eel): impianti di consumo singoli o aggregati nella stessa provincia (o insieme di province) con un limite minimo di potenza pari a 1 MW, consistente:
 - nella partecipazione a MSD per la fornitura del servizio di riserva terziaria di sostituzione a salire (RTs) e bilanciamento a partire da giugno 2017, con remunerazione limitata all'attivazione delle risorse su MSD (corrispettivo in €/MWh);
 - nell'eventuale partecipazione a gare organizzate da Terna per l'approvvigionamento a termine di RTs e bilanciamento da parte di UVAC abilitate a MSD.
2. Progetto per UVAP (Delibera 583/2017/R/eel): impianti di produzione singoli o insieme di impianti situati negli stessi aggregati di province delle UVAC e con un limite minimo di potenza pari a 1 MW. Il progetto consiste nella partecipazione a MSD per la fornitura di RTs e bilanciamento senza possibilità di contrattualizzazione a termine.

Al fine di cogliere le opportunità offerte dal nuovo quadro regolatorio è stata avviata una *task force* interna al Gruppo A2A per l'implementazione di progetti di UVAC e UVAP.

Incentivi alla produzione da rinnovabili e conversione del Certificato Verde in tariffa

Il D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28, in attuazione della Direttiva 2009/28/CE, ha definito i regimi incentivanti per la produzione elettrica alimentata da fonte rinnovabile al fine del conseguimento degli obiettivi europei al 2020, poi attuati con i Decreti Ministeriali 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 relativi agli impianti da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici.

Questi Decreti stabiliscono tariffe incentivanti (del tipo *feed-in-premium*) che si sommano ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sul mercato: per le unità di produzione sotto specifiche soglie di potenza gli incentivi sono riconosciuti tramite accesso diretto o tramite iscrizione a registri gestiti dal GSE mentre per gli impianti con potenze superiori è prevista una procedura d'asta.

Dal 1° gennaio 2016 agli impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 e rientranti nel precedente schema incentivante dei Certificati Verdi (CV) è riconosciuto un incentivo corrisposto dal GSE sulla produzione netta per tutto il residuo periodo di diritto ai CV e che si somma ai ricavi di vendita della produzione sul mercato. Tale incentivo (I) è pari a:

- $I = k \times (180 - Re) \times 0,78$;
- k = coefficiente tecnologico pari a 1 per gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007 e per quelli successivi assume i valori definiti dalla Legge n. 244/2007;
- Re = è il prezzo di cessione dell'energia elettrica sul mercato registrato nell'anno precedente e comunicato dall'Autorità.

Nel 2017 l'incentivo per un impianto a cui si applica il coefficiente $k=1$ è pari a 107,34 €/MWh.

Analogo strumento è riconosciuto agli impianti che hanno beneficiato dei CV rilasciati sulla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento (CV TLR) per i quali l’incentivo è stato fissato pari a 84,34 €/MWh (come calcolato rispetto al prezzo medio di mercato registrato nel 2010).

Dal 1° gennaio 2016 gli incentivi sono erogati trimestralmente dal GSE entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento e sulla base della sottoscrizione di una convenzione e previa registrazione e validazione degli impianti sul portale del GSE. Il Gruppo A2A ha sottoscritto le convenzioni con il GSE per tutti i propri impianti incentivati.

Gli incentivi sotto forma di *feed-in* erogati dal GSE ad A2A S.p.A. per gli impianti incentivati alla data del 31 dicembre 2017 sono stati pari a 34,1 milioni di euro.

Il Gruppo dispone al 31 dicembre 2017 di un magazzino di 631.741 tra CV e CV TLR per un controvalore pari a circa 63 milioni di euro: l’ultima scadenza utile per il ritiro del magazzino da parte del GSE è il 31 marzo 2018.

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

La mancata attuazione delle norme primarie volte a consentire lo svolgimento di gare per l’assegnazione delle concessioni idroelettriche di grande derivazione ha portato alla prosecuzione della gestione da parte degli attuali titolari, anche nei casi in cui le concessioni siano formalmente giunte a scadenza. In questa situazione rientrano anche alcune concessioni di A2A S.p.A.⁽¹⁾.

Più nello specifico, l’art. 37, comma 4, della Legge 134/2012, di conversione del D.L. Sviluppo 83/2012, ha confermato il termine di 5 anni prima della scadenza della concessione come limite temporale entro cui 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 secondo i criteri stabiliti da un decreto ministeriale attuativo, non ancora emanato. Inoltre, la norma ha stabilito un regime transitorio speciale (acceleratorio) per indire le gare relative alle concessioni già scadute o in scadenza entro il 31 dicembre 2017 (per le quali era impossibile il rispetto dei 5 anni). Tali gare dovranno essere indette entro 2 anni dalla data di entrata in vigore del predetto decreto ministeriale.

La mancata emanazione, ad oggi, del “DM Gare” configura un’estensione di fatto della gestione da parte degli attuali concessionari anche di queste derivazioni in scadenza oltre il 2017.

Il Governo, nell’ambito della costituzione in mora ricevuta in data 26 settembre 2013 dalla Commissione Europea che afferma la contrarietà della succitata legislazione italiana a principi e norme del diritto comunitario, ha ritenuto di prospettare alla Commissione una futura modifica di tali norme, nell’ambito di un complessivo riassetto del settore da attuarsi attraverso una legge delega. Qualora la Commissione non fosse pienamente soddisfatta delle argomentazioni italiane potrebbe procedere all’invio di un Parere Motivato.

Sul tema è recentemente intervenuto l’art. 1, comma 833, della Legge di Bilancio 2018⁽²⁾ che ha introdotto, con riferimento alle concessioni idroelettriche di grande derivazione delle province autonome di Trento e Bolzano, le seguenti novità:

- proroga di diritto fino al 31/12/2022, in forza di disposizioni che prevedono un termine di scadenza anteriore a tale data;
- criteri di valorizzazione dei beni alla scadenza delle concessioni (e in caso di decadenza, rinuncia e revoca):
 - per le cosiddette “opere bagnate” è previsto un trasferimento, in linea di principio gratuito, alle Province. Un indennizzo, pari al valore del bene non ancora ammortizzato, è riconosciuto solo nel caso di investimenti realizzati, a spese del concessionario, su tali opere, purché previsti dall’atto di concessione o autorizzati dal concedente;
 - per le cosiddette “opere asciutte” si rimanda alle disposizioni dell’art. 25, comma 2, del R.D. 1775/1933 (“riconoscimento di un importo pari al valore di stima del materiale in opera, calcolato al momento dell’immissione in possesso, astraendo da qualsiasi valutazione del reddito da esso ricavabile”);

1 Le concessioni di Grosotto, Lovero, Stazzona e Sernio sono scadute al 31/12/2010 mentre quella di Premadio 1 al 28/07/2013 (Premadio 2 ha validità sino al 31/12/2043). La concessione di Grosio è scaduta il 15/11/2016 mentre quelle dei Nuclei Calabria, Udine e Mese scadranno nel 2029 (ex D.Lgs. n. 79/1999).

2 Tale Legge ha modificato l’art. 13 del DPR 31 agosto 1972, n. 670 (“Approvazione del testo unico delle leggi costituzionali concernenti lo statuto speciale per il Trentino-Alto Adige”).

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

*Business Unit
Generazione e
Trading*

*Business Unit
Commerciale*

*Business Unit
Ambiente*

*Business Unit
Reti e Calore*

*Business Unit
Estero*

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

- rinvio ad un'emananda legge provinciale, finalizzata a stabilire le modalità e le norme procedurali per lo svolgimento delle gare per l'assegnazione delle concessioni idroelettriche.

Si sottolinea, invece, la mancanza di una previsione di trasferimento al nuovo concessionario della titolarità dell'intero ramo d'azienda relativo alle attività oggetto di concessione.

Per quanto concerne la normativa regionale, la Lombardia con le Leggi Regionali n. 19/2010 e n. 35/2014 ha modificato il quadro di riferimento (Legge Regionale n. 26/2003), disciplinando la cosiddetta "prosecuzione temporanea dell'esercizio" per le concessioni di grande derivazione già scadute e prevedendo l'imposizione di un canone aggiuntivo.

Il Governo Regionale ha ulteriormente prorogato con D.G.R. n. X/7693 del 12/1/2018 la durata della "prosecuzione temporanea dell'esercizio" delle concessioni, tra cui quelle di A2A, sino al 31 dicembre 2020, salvo precedente (e del tutto improbabile) conclusione della procedura di gara.

Inoltre, per le concessioni di Premadio 1 e Grosio, la Regione Lombardia, durante il periodo di prosecuzione temporanea, intende cancellare, con effetto sin dalle rispettive scadenze (28 luglio 2013 e 15 novembre 2016), l'esenzione parziale dal canone demaniale di cui A2A fruisce per quota rilevante della potenza. Le relative D.G.R. sono state impugnate con un ricorso innanzi al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP), conclusosi a gennaio 2017 con sentenza avversa. A2A ha presentato appello in Cassazione ma ad oggi non risulta ancora fissata la specifica udienza.

Con la D.G.R. n. 5130/2016 del 9 maggio 2016 la Regione ha quantificato in via provvisoria il cosiddetto "canone aggiuntivo" per le concessioni idroelettriche di grande derivazione scadute, introdotto dalla L.R. n. 19/2010, nella misura di 20 euro/kW di potenza nominale media di concessione, con riserva di successivo incremento (e relativo conguaglio) qualora dagli studi che la Regione sta conducendo emergesse che la cosiddetta "rendita" delle concessioni scadute fosse superiore. A2A S.p.A. ha presentato ricorso verso la D.G.R. n. 5130/2016.

Questa D.G.R. è stata adottata nonostante la pendenza del ricorso promosso dal Governo nazionale alla Corte Costituzionale verso la L.R. n. 22/2015. Le argomentazioni sostenute dal Governo sono identiche a quelle degli operatori che hanno impugnato le precedenti delibere regionali di "prosecuzione temporanea dell'esercizio" in forza del principio di omogeneità dei canoni sul territorio nazionale in quanto condizione afferente la concorrenza (art. 37, comma 7, Legge n. 134/2012) e in quanto il D.Lgs. n. 79/99, all'art. 12, comma 8-bis, è netto nel sancire che l'esercizio delle concessioni scadute deve proseguire, sino alla nuova assegnazione, dal concessionario uscente a condizioni invariate, senza che occorra alcun provvedimento regionale.

La Regione fonda, invece, la previsione di un canone aggiuntivo sul presupposto che le opere e gli impianti idroelettrici in questione siano già divenuti di sua titolarità, applicando il vecchio art. 25, comma 1, del R.D. 1775/33, superato dall'art. 37 della Legge n. 134/2012. Il canone aggiuntivo rappresenterebbe il corrispettivo per il godimento di tali beni da parte degli "ex concessionari", che però sui medesimi continuano a pagare IMU e altri oneri.

Sulla materia la Corte Costituzionale (Sentenza n. 158, 3 maggio 2016) si è espressa in favore dei canoni imposti dalla Regione Piemonte con proprie norme regionali, ritenute legittime in assenza del DM previsto dall'art. 37, comma 7, della Legge 134/2012, che dovrebbe stabilire i criteri generali per la determinazione, secondo principi di economicità e ragionevolezza, da parte delle regioni, dei valori massimi dei canoni delle concessioni ad uso idroelettrico.

Con D.G.R. n. 13993 del 28 dicembre 2016 la Regione Lombardia ha determinato, per il periodo 1° gennaio 2011 – 31 dicembre 2016, gli importi dovuti a titolo di canoni aggiuntivi relativi alle grandi derivazioni idroelettriche scadute ed autorizzate alla prosecuzione temporanea, quantificando il canone aggiuntivo nella misura di 20 euro/kW di potenza nominale media annua, precedentemente definito a titolo ricognitorio dalla citata D.G.R. n. 5130 (circa 8,9 milioni di euro dovuti da A2A S.p.A.).

Dal 2017 in avanti, anche a seguito della sopracitata D.G.R. n. X/7693, l'impatto annuale per A2A S.p.A. sarà pari a circa 4 milioni di euro.

Infine, con l'art. 62 della Legge n. 221/2015 (cosiddetto "Collegato Ambientale") il legislatore ha parificato al rialzo l'importo unitario del sovracanone BIM dovuto dai concessionari di piccole derivazioni superiori a 220 kW di potenza nominale, rendendolo identico a quello dovuto dai titolari di grandi derivazioni superiori ai 3 MW. Si segnala che il Decreto 21 dicembre 2017 del Ministero dell'Ambiente ha quantificato il sovracanone BIM per il biennio 1° gennaio 2018 - 31 dicembre 2019 nell'ammontare di 30,67 euro/kW di potenza nominale media concessa.

Sistemi Efficienti d’Utenza e oneri generali di sistema

I Sistemi Efficienti di Utenza (SEU e SEESEU) sono Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) 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 di terzi e collegati, direttamente o indirettamente, almeno in un punto, alla rete pubblica. Queste configurazioni di produzione e consumo sono disciplinate dalla Delibera 578/2013/R/eel (Testo Integrato dei SSPC o TISSPC) e dal DL n. 91 del 2014, convertito con Legge 116/ 2014.

In particolare, nella categoria dei SEU ricadono i sistemi:

- realizzati all’interno di un’area senza soluzione di continuità, al netto di strade, strade ferrate, corsi d’acqua e laghi, di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente e da questi, in parte, messa a disposizione del produttore o dei proprietari dei relativi impianti di produzione;
- in cui gli impianti di produzione di energia elettrica sono alimentati da fonti rinnovabili o funzionano in assetto cogenerativo ad alto rendimento³⁾ e sono gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale;
- in cui sia presente un’unica unità di consumo.

A decorrere dal 1° gennaio 2017, ai sensi della Delibera 276/2017/R/eel, emanata in applicazione del Decreto Legge 30 dicembre 2016 n. 244 (Milleproroghe 2016):

- per ottenere la qualifica SEU o SEESEU non è più necessario presentare richiesta al GSE. Per i sistemi entrati in esercizio dal 1° maggio 2017, il richiedente/produttore deve rilasciare una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà al gestore di rete, nell’ambito del normale iter di connessione;
- gli oneri generali di sistema sono dovuti sull’energia elettrica prelevata da rete pubblica con obbligo di connessione di terzi: ciò significa che ai SEU o SEESEU è riconosciuta un’esenzione totale rispetto al pagamento degli oneri di sistema per l’energia elettrica prodotta e consumata all’interno di un sistema elettrico (autoconsumo). Questa norma, assieme alla riforma della struttura tariffaria per l’imposizione degli oneri generali di sistema alle utenze non domestiche, illustrata nel seguito di questa relazione, ha impatto sulla valutazione delle opportunità di costituzione e gestione, da parte del Gruppo A2A, dei SEU.

Controlli del GSE su impianti alimentati a fonti rinnovabili che percepiscono incentivi

La Legge di Bilancio 2018 (Legge 27 dicembre 2017, n. 205) all’articolo 1, comma 960, ha introdotto alcune novità in materia di controlli e sanzioni del GSE nei confronti degli impianti alimentati a fonti rinnovabili che percepiscono incentivi, modificando l’articolo 42 del D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28.

La nuova disposizione prevede che, al fine di salvaguardare la produzione di energia da fonti rinnovabili, il GSE in sede di accertamento disponga la decurtazione dell’incentivo fra il 20% e l’80% in ragione dell’entità della violazione (principio di proporzionalità). Nel caso in cui le violazioni venissero spontaneamente denunciate dal soggetto responsabile al di fuori di un procedimento di verifica e controllo, le decurtazioni sarebbero ulteriormente ridotte di un terzo. Inoltre è previsto che entro sei mesi dall’entrata in vigore della Legge, il GSE fornisca al MiSE gli elementi per la definizione di una disciplina organica dei controlli conforme ai principi di efficienza, efficacia e proporzionalità.

Già il DL 24 aprile 2017, n. 50, convertito con Legge 21 giugno 2017, n. 96, all’art. 57-quater era intervenuto sulla materia dei controlli e delle sanzioni del GSE nei confronti degli impianti fotovoltaici.

Il soggetto beneficiario degli incentivi in Conto Energia, titolare di un impianto fotovoltaico con potenza nominale superiore a 3 kW per il quale il GSE, a seguito di verifiche o controlli, ha rilevato l’installazione di moduli non certificati o con certificazioni non conformi alla normativa di riferimento e ha disposto la decadenza dal diritto di accesso alle tariffe incentivanti, può presentare al GSE un’istanza finalizzata al riconoscimento della tariffa incentivante base decurtata del 20% dalla data di decorrenza della convenzione con il GSE.

³ Perché un impianto termoelettrico sia considerato cogenerativo ad alto rendimento per l’anno “n” è necessario che almeno un’unità dello stesso abbia ricevuto il riconoscimento CAR per l’anno “n-1” e che l’energia elettrica cogenerata sia risultata, per tale anno, maggiore del 50% della produzione totale lorda di energia elettrica dell’impianto.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

**Business Unit
Generazione e
Trading**

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Per gli impianti fotovoltaici beneficiari degli incentivi in Conto Energia che non sono stati oggetto di un procedimento di verifica o controllo, per i quali il soggetto responsabile dichiara al GSE che sono installati moduli non certificati o con certificazioni non rispondenti alla normativa di riferimento, è possibile presentare al GSE un'istanza finalizzata al riconoscimento della tariffa incentivante base decurtata del 10%.

In entrambi i casi, il soggetto responsabile deve comprovare:

- di aver intrapreso le azioni consentite dalla Legge nei confronti dei soggetti responsabili della non conformità dei moduli;
- la sostanziale ed effettiva rispondenza dei moduli installati ai requisiti tecnici e la loro perfetta funzionalità e sicurezza.

Il GSE, a seguito del ricevimento delle suddette istanze, avvia un procedimento amministrativo ex Legge 241/90 finalizzato al riconoscimento della tariffa incentivante base decurtata così come da richiesta dal soggetto responsabile.

Mercato di bilanciamento del gas naturale

L'attività di bilanciamento del gas naturale è *"diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di coltivazione, di stoccaggio, della rete di trasporto e di distribuzione e dei servizi accessori"*. Il bilanciamento è, pertanto, funzionale a mantenere l'equilibrio nel tempo delle immissioni e dei prelievi di gas, condizione essenziale per l'esercizio della rete.

L'Autorità, fin dal 2011, anche in attuazione di quanto previsto nel Terzo Pacchetto, è passata da un sistema in cui il bilanciamento gas era di tipo "amministrato" ad un sistema "di mercato" dove questa attività non è solo "interna" al gestore della rete ma è anche un servizio reso agli utenti della rete che, unitamente ai servizi di trasporto, di distribuzione, di stoccaggio e di rigassificazione, consente ad essi di adempiere agli obblighi contrattuali di fornire il gas ai propri clienti (finali o grossisti), nel momento e per le quantità di cui hanno bisogno.

Il servizio di bilanciamento, in particolare, comporta il coinvolgimento degli utenti del trasporto che hanno la specifica responsabilità di assicurare, per ogni periodo rilevante (detto giorno gas), il bilanciamento delle immissioni e dei prelievi di gas all'interno della rete.

Dal 30 settembre 2016 e fino al 31 marzo 2017 è stato in vigore l'"assetto transitorio" del sistema di bilanciamento gas di cui alla Delibera 312/2016/R/gas (TIB – Testo Integrato Bilanciamento – poi modificato dalle Delibere 349/2017/R/gas e 661/2014/R/gas), così come recepito nella Disciplina del mercato del gas naturale (Disciplina MGAS) predisposta dal GME ed approvata dal MiSE con DM 16 novembre 2016. Durante tale fase transitoria i mercati della negoziazione di prodotti *locational* (MPL) e di gas in stoccaggio (MGS) venivano organizzati nell'ambito del quadro regolatorio della Piattaforma per il bilanciamento del gas naturale (PB-GAS).

Con Delibera 66/2017/R/gas l'Autorità ha approvato il Testo Integrato relativo alle disposizioni in materia di condizioni regolatorie per lo svolgimento dell'attività di gestione dei mercati fisici del gas (cosiddetto "TICORG") e ha approvato le disposizioni funzionali all'attuazione della "fase di regime" del nuovo sistema di bilanciamento gas contenute nel TIB. In particolare ciò ha determinato:

- la cessazione operativa della PB-GAS con l'esecuzione delle transazioni concluse nelle sessioni di mercato relative al giorno gas 31 marzo 2017;
- la risoluzione della convenzione tra il GME e Snam Rete Gas (SRG), di cui alla Delibera ARG/gas 45/11;
- l'applicazione della disciplina della registrazione al PSV anche alle transazioni concluse sul MPL, il quale diventa anch'esso parte del MGAS;
- la stipula di apposite convenzioni con le imprese di stoccaggio relativamente alla gestione dei flussi informativi necessari al funzionamento del MGS in cui è previsto che: (i) lo scambio dei dati e delle informazioni tra il GME e la società STOGIT, funzionali alla gestione del MGS, continui ad essere effettuato per il tramite di SRG e (ii) la partecipazione al MGS venga limitata alla sola impresa maggiore di stoccaggio.

Settlement gas – Determinazione delle partite pregresse 2013-2017 e nuova disciplina

Con le Delibere 670/2017/R/gas e 782/2017/R/gas l’Autorità ha approvato alcune disposizioni in materia di settlement gas con specifico riferimento alla metodologia da utilizzare per la determinazione delle partite fisiche ed economiche di aggiustamento a partire dal 2013 e fino all’avvio della nuova disciplina.

La determinazione delle partite economiche avverrà secondo un procedimento articolato in due fasi: la prima funzionale al conguaglio delle partite attribuite all’utente del bilanciamento e la seconda finalizzata ad allocare ad ogni utente la quota di competenza della differenza tra immesso e prelevato. Gli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale saranno noti entro l’11 giugno 2018.

Tale metodologia sarà applicata fino all’avvio della disciplina a regime (2020) disegnata dalla Consulazione 590/2017/R/gas e che contiene i seguenti elementi di innovazione:

- semplificazione dell’algoritmo di bilanciamento mediante l’eliminazione dell’attività di quadratura in cabina e conseguente determinazione del fattore di correzione annuale dei volumi;
- più efficiente utilizzo dei dati di misura acquisiti durante l’anno secondo una metodologia “rolling” e non solo in fase di aggiustamento;
- determinazione del fattore di correzione climatica Wkr, pubblicato ex-ante ed ex-post dal Responsabile del Bilanciamento (Snam Rete Gas) ed utilizzato ai fini della determinazione dei prelievi (in previsione, anche ai fini della determinazione della capacità congrua nell’ambito del processo di conferimento della capacità);
- modifiche alle modalità di determinazione e gestione della differenza tra immesso e prelevato presso gli impianti di distribuzione, mediante la rimozione del contributo della termicità e dell’imprecisione dovuta al mancato utilizzo delle misure acquisite durante l’anno. Tale quantitativo non sarà più ripartito fra gli utenti del bilanciamento ma il valore di ciascun ReMi sarà ricondotto ad una partita fisica giornaliera di competenza del distributore;
- socializzazione dei costi di approvvigionamento della differenza tra immesso e prelevato mediante l’introduzione di un’apposita componente tariffaria avente un valore unico a livello nazionale (CRVst);
- responsabilizzazione delle imprese di distribuzione: viene prospettato (ma non dettagliato) un meccanismo finalizzato al contenimento di tale differenza, che sarà approfondito in seguito.

Chiusura del contenzioso relativo alla Delibera ARG/gas 89/10

Con Delibera ARG/gas 89/10, a fronte di mutamenti dello scenario determinati da una fase congiunturale di riduzione dei consumi gas, da un eccesso di offerta e da una diffusa attività di rinegoziazione al ribasso dei contratti take or pay, l’Autorità aveva ritenuto opportuno trasferire immediatamente ai clienti i potenziali benefici determinati da tale situazione introducendo, per l’anno termico 2010-2011, un coefficiente riduttivo k pari a 0,925 applicato alla componente indicizzata della QE (corrispettivo variabile della tariffa finale a copertura dei costi di approvvigionamento gas). Tale revisione era stata confermata dalla successiva Delibera ARG/gas 77/11 che disponeva la proroga fino al 30 settembre 2012 di tale meccanismo, rivedendo leggermente al rialzo il valore del coefficiente k (da 0,925 a 0,935).

A2A Energia Sp.A., ASMEA S.p.A., BAS Omniservizi S.p.A. e Plurigas S.p.A. avevano presentato ricorso contro entrambe le Delibere contestando l’arbitrarietà del valore del k. Nel marzo del 2013 il TAR Lombardia si era espresso a favore delle ricorrenti, annullando la Delibera ARG/gas 89/10 e le successive correlate (Delibere 233/10, 77/11, 84/11 e 132/11). Questa sentenza era stata appellata dinanzi al Consiglio di Stato dall’Autorità ma il Consiglio di Stato, con Sentenza n. 4825 del 18 novembre 2016, ha confermato la decisione del TAR.

Con Delibera 737/2017/R/gas l’Autorità ha rideterminato, ora per allora, il coefficiente k, ponendolo pari a 0,952 per entrambi gli anni termici 2010-2012. La definizione delle modalità di recupero delle partite economiche più opportune, anche a tutela del cliente finale, è rinviata ad un apposito DCO da emanarsi nei tempi congrui per la fine del procedimento nella seconda metà del 2018.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Meccanismo APR di incentivazione per la rinegoziazione dei contratti pluriennali gas di cui alle Delibere 447/2013/R/gas e 649/2016/R/gas

Con Delibera 447/2013/R/gas l'Autorità aveva introdotto un meccanismo per promuovere la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento il quale provvedeva a riconoscere ai venditori ammessi un importo compensativo calcolato con riferimento ai volumi forniti ai clienti in tutela serviti con contratti di lungo termine nel corso degli a.t. 2010-2011 e 2011-2012 (APR).

Il valore unitario dell'elemento APR sottostante la determinazione dell'importo riconosciuto era stato inizialmente quantificato pari a 0,856801 €/GJ; lo stesso era poi stato aggiornato annualmente dall'Autorità in ragione dell'andamento dello *spread* tra Ptop (costo di approvvigionamento da contratti *long term*) e Cmem (prezzo spot) fino alla quantificazione definitiva avvenuta nel mese di ottobre 2016 con Delibera 649/2016/R/gas.

A2A Energia S.p.A. e Aspem Energia S.r.l. sono state ammesse al meccanismo per un totale complessivo di 26,4 milioni di euro ma, a causa dell'incapienza del Conto presso la CSEA ed alimentato dalla componente CPR pagata dai clienti finali, le erogazioni degli importi agli operatori, previste entro dicembre 2015, hanno subito forti rallentamenti. L'ultima *tranche* è stata liquidata da CSEA nel mese di agosto 2017.

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

Il Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 (REMIT) sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso ha stabilito regole comuni volte a prevenire pratiche abusive nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale. Tale regolamento impone l'obbligo in capo agli operatori di mercato di:

- a. pubblicare le informazioni privilegiate di propria pertinenza;
- b. trasmettere ad ACER (Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia), direttamente o tramite soggetti terzi, i dati inerenti le operazioni effettuate su prodotti energetici all'ingrosso sia ordini di compravendita che transazioni concluse (obbligo di *reporting*).

In tema di informazioni privilegiate già dal 2011 A2A Trading S.r.l. ed Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) pubblicavano sui siti web le indisponibilità degli impianti di generazione maggiori di 100 MW. Le società oggi aderiscono alla piattaforma P.I.P. implementata dal GME per la centralizzazione delle informazioni privilegiate.

In tema di *reporting*, la Commissione, in attuazione del REMIT, ha adottato il Regolamento di esecuzione n. 1348/2014 (*Implementing Acts*) che ha stabilito modalità e tempistiche per l'adempimento. I dati da segnalare riguardano i contratti standard conclusi su mercati organizzati e quelli non standard conclusi bilateralmente, i contratti relativi al trasporto di energia elettrica e gas e i dati fondamentali relativi ai sistemi di stoccaggio. Gli operatori di mercato coinvolti devono inviare i dati ad ACER tramite i mercati organizzati dove è stata effettuata l'operazione (es. GME) o tramite le piattaforme di *brokerage* dove figurano scambi di energia elettrica e gas.

A partire da ottobre 2015, le società con obbligo di *reporting* ad ACER dei contratti standard conclusi sui mercati organizzati e dei contratti non standard devono registrarsi presso il Registro nazionale degli operatori di mercato istituito presso l'Autorità (Registro REMIT). Le società del Gruppo iscritte nel Registro REMIT sono A2A Trading S.r.l. ed Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.), A2A Energia S.p.A., A2A S.p.A., A2A Calore & Servizi S.r.l., A2A Ambiente S.p.A., Aspem Energia S.r.l. (ora A2A Energia S.p.A.), Metamer S.r.l., PremiumGas S.p.A. e Retragas S.r.l..

E' prevista una sanzione amministrativa pecuniaria da 10.000 a 200.000 euro per ciascun operatore che agisca nei mercati energetici all'ingrosso oggetto dell'obbligo senza essere registrato. L'art. 22 della Legge n. 61/2014 attribuisce, inoltre, all'Autorità ampi poteri di indagine e di sanzione sull'applicazione del REMIT.

MIFID II - Markets in Financial Instruments Directive (Direttiva 2014/65/UE)

La Direttiva 2014/65/UE, nota anche come MIFID II, sostituisce la MIFID I (Direttiva 2004/39/CE) con l'obiettivo di sviluppare un mercato unico dei servizi finanziari in Europa dove siano assicurate la trasparenza e la protezione degli investitori. La MIFID II estende il suo ambito di applicazione agli strumenti finanziari in precedenza non regolamentati (*commodities*) e riguarda anche i soggetti che attualmente operano su diversi mercati finanziari, includendo le operazioni cd. "over the counter".

Per quanto attiene il mercato dell'energia, la Direttiva e i suoi regolamenti si applicano agli strumenti finanziari sia su mercati regolati che OTC nonché alle *emission allowances* (EUA) e ai prodotti energetici all'ingrosso che sono contratti derivati, ad eccezione di quelli che hanno l'obbligo di consegna fisica. Diventa centrale la definizione di «Obbligo di consegna fisica» per identificare quali strumenti esulano dal novero degli strumenti finanziari e, quindi, non soggetti agli obblighi MIFID II.

Il D.Lgs. 3 agosto 2017, n.129, ha recepito in Italia la MIFID II, affidando alla Consob e all'Autorità l'attività di vigilanza sulle sedi di negoziazione di strumenti finanziari sull'energia e il gas.

Al fine di ottenere l'esenzione ad operare in qualità di impresa di investimento, le imprese che operano su *commodity derivatives* dovranno superare l'«*ancillary test*» teso a dimostrare che l'attività di *trading* risulta «accessoria» rispetto a quella principale. In particolare devono essere soddisfatti due differenti test definiti:

- 1. *Market size test* per valutare le quote di mercato dell'operatore rispetto alle transazioni complessive su una determinata classe di prodotti;
- 2. *Main business test* per valutare il *trading* speculativo in derivati su *commodity* rispetto a tutte le transazioni compiute dal gruppo su derivati. L'attività è considerata accessoria se: (i) non è superiore al 10% del totale delle attività di *trading* svolte dal gruppo (*trading test*) oppure (ii) non richieda l'utilizzo di capitale per oltre il 10% del capitale impiegato a livello di gruppo (*capital test*).

I test vengono eseguiti annualmente usando la media dei tre anni precedenti.

Le imprese che intendono avvalersi dell'esenzione devono comunicare formalmente ogni anno all'Autorità competente (Consob in Italia) la notifica di esenzione.

La MIFID II incide, pertanto, sia a livello strategico al fine di non superare determinate soglie per essere esenti, sia a livello operativo, richiedendo interventi sui processi, procedure, infrastrutture informatiche anche ai fini di *reporting* e notifica annuale dell'esenzione.

In data 19 dicembre 2017 A2A S.p.A. ha comunicato alla Consob la notifica dell'esenzione come prevista dalla norma.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Business Unit Commerciale

Tutela SIMILE, Legge Concorrenza 2017 e offerta PLACET: cessazione delle tutele di prezzo

La Legge annuale per il mercato e la concorrenza (Legge 4 agosto 2017, n. 124, o Legge Concorrenza 2017) reca disposizioni finalizzate a rimuovere ostacoli di natura regolatoria all'apertura dei mercati, a promuovere lo sviluppo della concorrenza e a garantire la tutela dei consumatori. L'articolo 1, dai commi 59 a 85, reca disposizioni inerenti il mercato energetico, prevedendo:

- la fine dei regimi di tutela di prezzo per l'energia elettrica e il gas dal 1° luglio 2019. Un apposito DM MiSE, da emanarsi entro il 30 aprile 2018, definirà le modalità per l'ingresso consapevole dei clienti nel mercato libero garantendo la pluralità e la concorrenza dei fornitori e delle offerte;
- disposizioni in tema di condizioni contrattuali obbligatorie e di confrontabilità delle offerte;
- la promozione dei gruppi di acquisto;
- la costituzione di un elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica;
- la ridefinizione dei meccanismi a sostegno dei cittadini in tema di *fuel poverty*;
- disposizioni finalizzate a contrastare il fenomeno delle cosiddette maxi-bollette;
- l'accesso da parte delle *utilities* alle banche dati contenenti informazioni sul credito e sull'identità dei clienti.

L'Autorità, da un lato, ha intrapreso un percorso autonomo volto a promuovere il superamento del regime di maggior tutela elettrico attraverso l'incremento della capacitazione dei clienti (v. meccanismo transitorio della Tutela SIMILE di cui alla Delibera 369/2016/R/eel) e, dall'altro lato, ha avviato il processo di implementazione degli adempimenti previsti a proprio carico dalla Legge Concorrenza 2017:

- con Delibera 555/2017/R/com ha disciplinato una specifica tipologia di offerta sul mercato libero a condizioni equiparate di tutela (offerte PLACET) e ha completato le condizioni contrattuali minime per tutti i contratti di mercato libero dell'energia elettrica e del gas naturale;
- con Delibera 746/2017/R/com ha imposto obblighi di informazione a carico dei fornitori nell'ambito della tutela gas e degli esercenti la maggior tutela elettrica verso i clienti serviti per informarli del superamento delle tutele di prezzo (specifiche comunicazioni in bolletta oltre che la realizzazione, in avvalimento ad Acquirente Unico, di un progetto di pubblicizzazione e diffusione delle informazioni sulla cessazione delle tutele);
- con Delibera 762/2017/I/eel ha proposto al MiSE i criteri, le modalità, i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione e la permanenza all'interno dell'Elenco Venditori Elettricità (EVE);
- con Delibera 783/2017/R/com ha introdotto specifiche disposizioni funzionali alla gestione del recesso per il tramite del SII presso Acquirente Unico allo scopo di semplificare le procedure e migliorare l'efficienza di tali attività nell'ottica di tutelare il cliente finale che cambia fornitore.

A valle dell'insediamento del Comitato Tecnico Consultivo in tema di confrontabilità delle offerte, coordinato dalla medesima Autorità e composto da MiSE, AGCM, associazioni delle imprese e dei consumatori e Acquirente Unico, con il DCO 763/2017/R/com ha illustrato gli orientamenti per la realizzazione e gestione di un portale informatico realizzato in modalità *open data* per la raccolta e pubblicazione delle offerte commerciali vigenti.

Unbundling funzionale e Brand Unbundling

Con Delibera 296/2015/R/com (anche TIUF – Testo Integrato *Unbundling* Funzionale) l'Autorità ha adottato disposizioni in materia di *brand unbundling* per i venditori del mercato libero esercenti anche il servizio di maggior tutela elettrica disponendo:

- entro il 30 giugno 2016, data in seguito prorogata al 1° gennaio 2017 ai sensi della Delibera 327/2016/R/eel: l'utilizzo di politiche di comunicazione e marchi distinti per lo svolgimento di ciascuna delle due attività, pur sempre nel rispetto dell'unicità dei segni distintivi dell'impresa;
- entro il 1° gennaio 2017: che le rispettive attività commerciali siano svolte tramite l'utilizzo di canali informativi, spazi fisici e personale separati.

A2A Energia S.p.A. ha impugnato l'art. 17.9 della Delibera 296/2015/R/com che introduce l'obbligo, per i venditori, di utilizzare canali informativi, spazi fisici e personale separati tra vendita sul mercato libero e servizio di maggior tutela senza prevederne la copertura dei costi. Si è proceduto a chiedere un rinvio dell'udienza (in precedenza fissata per il 12 maggio 2016), tenuto conto che la Delibera 659/2015/R/eel ha previsto che, nell'ambito degli aggiornamenti annuali della RCV, l'Autorità avrebbe tenuto conto dei costi connessi al *debranding* tra mercato libero e maggior tutela. In attuazione di tale previsione l'Autorità, tramite una raccolta dati, ha chiesto di fornire indicazioni sugli eventuali costi sostenuti nel 2015. Successivamente, nell'ambito della raccolta annuale finalizzata all'aggiornamento della componente RCV per il 2018, ha anticipato che sarà effettuata una specifica richiesta di informazioni inerente ai costi sostenuti in attuazione delle disposizioni TIUF.

A2A Energia S.p.A. ha nel frattempo dato seguito alle prescrizioni del provvedimento. Tra le misure adottate, si segnala che si è provveduto ad una rivisitazione degli spazi fisici che ospitano gli sportelli di contatto con i clienti e alla separazione dei canali per la comunicazione di informazioni alla clientela. In particolare, le misure consistono nella revisione del sito web e nella realizzazione di una pagina in rete dedicata ai clienti finali serviti in maggior tutela, nell'ampliamento del servizio di *call center* con ulteriori numeri di riferimento per la clientela servita in tutela, e nella cura del *lay-out* dei documenti di fatturazione in modo da non ingenerare per i clienti serviti in tale segmento di mercato alcuna confusione con le attività della società sul mercato libero.

Addebito del canone RAI nella bolletta elettrica

L'articolo 1, commi 152-164, della Legge n. 208/2015 recante "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato" (cosiddetta Legge di Stabilità 2016) ha disciplinato l'addebito del canone RAI per il tramite delle fatture emesse dalle imprese elettriche ai propri clienti residenti (se non esenti) a partire dal mese di luglio 2016. Per l'attuazione di quanto sopra il MiSE, di concerto con il Ministero delle Finanze, ha emanato il DM sul "Regolamento recante attuazione dell'articolo 1, comma 154, della legge 28 dicembre 2015, n. 208 (Canone RAI in bolletta)".

Il DM MiSE prevede che alle imprese che riscuotono il canone saranno riconosciuti i costi nella misura massima di 14 milioni di euro/anno sia per il 2016 che per il 2017. La Delibera 291/2017/R/eel ha definito i criteri di ripartizione di tale contributo forfetario: gli importi spettanti a ciascuna impresa sono stati calcolati direttamente da Acquirente Unico e comunicati all'Agenzia delle Entrate che, nel mese di dicembre 2017, ha provveduto a liquidare ad A2A Energia S.p.A. 551.558 euro.

Condizioni economiche del servizio di maggior tutela energia elettrica

Con riferimento all'evoluzione del contenzioso inerente l'aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela per il terzo trimestre 2016, ed alla luce della sopravvenuta carenza di interesse manifestata dalle parti ricorrenti, A2A Energia S.p.A. ha proceduto ad effettuare i conguagli alle tariffe del terzo trimestre 2016 ai clienti in precedenza fatturati applicando gli aggiornamenti del secondo trimestre 2016, sia sul mercato della maggior tutela che sul mercato libero per quei corrispettivi la cui formula è allineata alle tariffe regolate.

Con Delibera 633/2016/R/eel l'Autorità ha modificato il meccanismo di definizione delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela a partire dal 1° gennaio 2017, istituendo il Servizio di Maggior Tutela Riformato (MTR). Tale nuova metodologia prevede che:

- il corrispettivo PE del PED, che copre i costi di acquisto dell'energia elettrica, sia determinato ex-ante sulla base della media trimestrale dei prezzi nel mercato dell'energia a pronti (MGP e MI), opportunamente ponderata con il profilo di prelievo delle varie tipologie di clienti nel trimestre di riferimento, della stima del costo di funzionamento di Acquirente Unico, nonché tenuto conto della stima degli oneri finanziari associati all'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica;
- il corrispettivo PD del PED, che copre i costi del dispacciamento, sia determinato come media trimestrale dei corrispettivi di dispacciamento applicabili ai sensi del TIS, ponderati con il profilo dei clienti appartenenti a ciascuna tipologia contrattuale (ad eccezione dei clienti non domestici, per i quali si conferma la metodologia della stima mensile).

L'introduzione della MTR è contestuale all'implementazione del secondo *step* della riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica, disposta dalla Delibera 782/2016/R/eel in attuazione di quanto previsto dalla Delibera 582/2015/R/eel, e descritta nel seguito.

Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A
Business Unit Generazione e Trading
Business Unit Commerciale
Business Unit Ambiente
Business Unit Reti e Calore
Business Unit Estero
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
5 Analisi dei principali settori di attività
6 Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

La Delibera 816/2016/R/eel ha aggiornato per il 2017 la componente a copertura dei costi di commercializzazione (RCV) con un incremento rispetto al 2016 (+7,7% per i clienti domestici e +9,4% per i BT altri usi per l'area geografica Centro-Nord) per effetto del maggiore livello di *unpaid ratio* riconosciuto agli operatori.

La Delibera 927/2017/R/eel ha aggiornato per il 2018 la RCV con una riduzione per i clienti domestici e un incremento per i clienti non domestici nella zona Centro-Nord.

Con riferimento ai meccanismi di compensazione della RCV a copertura di costi non riconosciuti:

- per effetto del meccanismo di compensazione della morosità dei clienti finali (COMP 2016) sono stati riconosciuti ad A2A Energia S.p.A. 5,5 milioni di euro;
- per effetto del meccanismo relativo alla fuoriuscita dei clienti dal servizio di maggior tutela (PUC 2016) sono stati riconosciuti ad A2A Energia S.p.A. 100.000 euro;
- per effetto del meccanismo di incentivazione della bolletta elettronica sono stati riconosciuti ad A2A Energia S.p.A. 3.000 euro (COMP 2016).

La Delibera 633/2016/R/eel ha aggiornato fino al 30 giugno 2018 la componente PCV, a copertura dei costi di commercializzazione sul mercato libero, disponendo un incremento di 2,92 euro per i clienti domestici (+5,3% ossia da 54,87 euro/POD a 57,79 euro/POD) e di 2,51 euro per i clienti BT altri usi (+2,2% ossia da 115,87 euro/POD a 118,38 euro/POD).

Condizioni economiche del servizio di tutela gas

La Delibera 166/2016/R/gas ha stabilito le modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela gas per il periodo ottobre 2016-dicembre 2017:

- la componente a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso (C_{mem}) rimarrà definita in base all'attuale formula di aggiornamento, ossia sulla base delle quotazioni *forward* trimestrali OTC rilevate presso l'*hub* TTF, mantenendo le attuali modalità di riconoscimento dei costi di logistica;
- la componente CCR a copertura dei costi relativi alle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso e alla copertura di alcuni rischi è stata rivista al rialzo;
- l'applicazione della componente GRAD viene estesa al 31 dicembre 2017, rimodulata al fine di mantenere invariato il gettito atteso.

La Delibera 817/2016/R/gas ha aggiornato per il 2017 la componente a copertura dei costi di commercializzazione (QVD), con un lieve incremento rispetto al 2016 (+1,4% della sola componente fissa) dovuto al maggiore livello di *unpaid ratio* riconosciuto agli operatori. L'aggiornamento dei valori per il 2018 è stato disposto dalla Delibera 916/2017/R/gas che ha previsto un lieve incremento rispetto al 2017.

Rimozione della soglia di invarianza nell'aggiornamento della materia prima gas di cui alla Delibera ARG/gas 106/2009

Con la Delibera ARG/gas 192/08 l'Autorità aveva adottato misure urgenti di modifica dei criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, rimuovendo la cosiddetta soglia di invarianza a partire dal trimestre gennaio-marzo 2009 allo scopo di trasferire immediatamente eventuali riduzioni ai clienti finali, e non solo quelle eccedenti l'intervallo di cui alla soglia di invarianza. Con successiva Delibera ARG/gas 106/09 era stato dettagliato un meccanismo di compensazione degli oneri sostenuti dagli esercenti la vendita al dettaglio nel caso in cui le controparti acquirenti non avessero adeguato i contratti rimuovendo a loro volta tale clausola, e dagli esercenti la vendita all'ingrosso nel caso in cui l'adeguamento operato avesse determinato perdite economiche nel trimestre di riferimento. Il meccanismo definito prevedeva l'esclusione delle partite infragruppo e la limitazione dell'accesso al meccanismo ai soli esercenti all'ingrosso che avessero avuto perdite nel trimestre di riferimento (e non anche minori utili).

Nel 2010, a seguito di ricorso presentato da A2A Energia S.p.A., il TAR aveva annullato la Delibera ARG/gas 106/09 con riferimento all'esclusione dalla compensazione delle partite infragruppo e relativamente alle censure inerenti l'ammissione al meccanismo dei soli esercenti la vendita all'ingrosso per i quali, nel trimestre di riferimento, i ricavi non avessero consentito la copertura dei costi e non anche di quelli che avessero conseguito una riduzione degli utili.

L'Autorità aveva appellato la sentenza del TAR senza tuttavia intraprendere nessuna successiva azione. Nel novembre 2016, decorsi 5 anni, il Consiglio di Stato, ravvisando la perenzione ultraquinquennale del ricorso dell'Autorità, ha reso definitiva la sopra citata sentenza del TAR.

A2A Energia S.p.A. ha ripresentato istanza alla CSEA per il rimborso degli oneri non altrimenti recuperabili e, a valle della positiva valutazione dell'Autorità, nel mese di dicembre 2017 le è stato liquidato l'importo di 1.697.189,51 euro.

Istruttoria AGCM A512-A2A per presunte condotte anticoncorrenziali nel mercato della vendita di energia elettrica – violazione art. 102 del TFUE

Nel mese di maggio 2017, l'AGCM ha avviato nei confronti di A2A S.p.A. e di A2A Energia S.p.A. un procedimento istruttorio per l'accertamento di presunte condotte in violazione dell'art. 102 del TFUE, nell'ambito del quale ha disposto verifiche ispettive senza preavviso. Analoghi procedimenti sono stati contestualmente avviati nei confronti di altri due grandi operatori del settore elettrico.

Per A2A Energia S.p.A. la contestazione attiene a presunte condotte mirate all'acquisizione a mercato libero di clienti serviti in maggior tutela, che sarebbero state poste in essere anche grazie alla disponibilità di informazioni e dati commercialmente sensibili di cui la società avrebbe potuto disporre in quanto verticalmente integrata in un Gruppo operante nella vendita in maggior tutela e nella distribuzione elettrica, nonché vantando specifiche caratteristiche (affidabilità/sicurezza), anch'esse derivanti dalla natura di operatore integrato. Secondo quanto indicato nel provvedimento di avvio si tratterebbe di condotte non replicabili dai concorrenti non integrati e che ostacolerebbero un pieno sviluppo del mercato libero anche in vista della fine delle «tutele di prezzo».

A luglio si è svolta presso gli uffici AGCM l'audizione chiesta dalla società a cui ha fatto seguito l'invio di una memoria infra procedimentale ad ottobre e di ulteriori informazioni a gennaio 2018.

La chiusura di tutti i procedimenti avviati è prevista entro la fine di giugno 2018.

Chiusura istruttoria AGCM PS10728 - A2A Energia - applicazione costi servizio pagamento online tramite carta di credito - violazione art. 62 Codice del Consumo

A chiusura di un procedimento avviato nel mese di aprile 2017, con provvedimento del 20 settembre l'AGCM ha irrogato ad A2A Energia S.p.A. una sanzione di 220.000 euro per violazione delle disposizioni dell'art. 62 del Codice del Consumo in ragione dell'applicazione di sovrapprezzi per l'utilizzo della carta di credito per il pagamento delle bollette tramite sito internet. La società ha presentato ricorso dinanzi al TAR Lazio avverso il provvedimento di AGCM,

Da segnalare che A2A Energia S.p.A. ben prima dell'avvio del procedimento stava implementando i propri sistemi per adeguare il sito internet e mettere gratuitamente a disposizione il servizio anche in considerazione del venir meno della possibilità di pagare con carta di credito presso lo sportello di Milano.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Business Unit Ambiente

Biometano

Il Decreto Ministeriale sul biometano del 5 dicembre 2013 (cosiddetto DM Biometano) è in fase di revisione. La bozza di nuovo DM introduce la definizione di biometano avanzato (biometano ottenuto dalla Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano - FORSU) al quale è riconosciuto un regime di "ritiro dedicato" per 10 anni da parte del GSE. Il produttore di biometano ha diritto al ritiro fisico del biometano avanzato prodotto al prezzo di mercato del gas naturale (prezzo medio al PSV) ridotto del 5% e al riconoscimento dei CIC con un valore fisso pari a 375 euro. Tale schema di incentivazione si applica fino ad una quantità massima annua ritirabile da parte del GSE, pubblicata annualmente, e pari all'obbligo annuale di immissione di biocarburanti avanzati nel settore trasporti, a partire dal 2018.

Lo schema del nuovo DM è stato notificato a maggio 2017 alla Commissione Europea la quale ha successivamente inviato al MiSE una richiesta di chiarimenti. La sua approvazione, in termini di conformità alla disciplina comunitaria sugli aiuti di stato, è attesa per i prossimi mesi.

A2A Ambiente S.p.A. è interessata alla definizione di un quadro regolatorio certo sul biometano avanzato per una serie di progetti di investimento in procinto di essere avviati e che prevedono il suo utilizzo nei trasporti. Il biogas sarà ottenuto dalla decomposizione dei rifiuti, in tal modo "chiudendo il cerchio" nella gestione della frazione organica raccolta in modo differenziato.

Chiusura dei procedimenti avviati dall'Autorità e dal GSE sul sito di Corteolona (PV)

A seguito di una verifica ispettiva effettuata dal GSE nei giorni 5 e 6 luglio 2012 presso il sito di Corteolona (PV) sono emerse alcune problematiche relative agli impianti a biogas denominati Piazzola Biogas 1 (incentivato con due convenzioni ai sensi del Provvedimento CIP 6/92) e Manzola Fornace (incentivato con i CV – IAFR 1900).

Piazzola Biogas 1

L'Autorità con lettera del 26 gennaio 2016 ha contestato le modalità di determinazione dell'energia ammessa al riconoscimento degli incentivi CIP 6/92 perché avrebbe portato ad una minore valorizzazione dei consumi dei servizi ausiliari per la quota parte del biogas recuperato dall'impianto fanghi. A2A Ambiente S.p.A. ha ribadito che i consumi di energia elettrica dell'impianto trattamento fanghi non sono da configurarsi come servizi ausiliari in quanto si verificherebbero comunque anche in assenza di recupero energetico del biogas.

Con Delibera 260/2016/E/efr l'Autorità ha accolto le osservazioni della società, formalizzando per il periodo fino al 31 dicembre 2011 una contestazione sull'energia destinata ai servizi ausiliari pari al 36% di quella inizialmente indicata nella nota di gennaio 2016 (l'importo della restituzione è pari a circa 70.000 euro). La società aveva accantonato un fondo negli esercizi precedenti.

Con Delibera 262/2017/E/efr l'Autorità ha chiesto la restituzione degli importi CIP 6/92 sull'impianto dal 2012 fino alla scadenza dell'incentivo (restituzione stimata pari a circa 30.000 euro).

Manzola Fornace

Il GSE con lettera del 25 gennaio 2016 ha contestato la modalità di determinazione dell'energia elettrica prodotta ed alcune modifiche impiantistiche effettuate nel 2010. A2A Ambiente S.p.A. ha fornito le informazioni richieste segnalando anche il ricalcolo della percentuale di consumi da attribuire ai servizi ausiliari nella misura del 3% (anziché del 7% come calcolato dal GSE).

Con lettera in data 8 maggio 2017 il GSE ha comunicato l'esito della verifica ispettiva chiudendo positivamente il procedimento e confermando il regime di incentivazione a partire dal 2010 e decurtando dall'energia prodotta la percentuale del 3% dei servizi ausiliari e delle perdite di trasformazione. Ritenendo, tuttavia, che il «*complesso impiantistico debba essere considerato alla stregua di un unico impianto*» il GSE ha stabilito che l'incentivazione tramite CV debba terminare alla data di scadenza della I Convenzione CIP 6 (31 luglio 2017 anziché 17 luglio 2018). L'impatto complessivo è da stimarsi in una restituzione alla CSEA di circa 730.000 euro.

A conclusione del procedimento è stata, inoltre, riattivata l'emissione dei CV per gli anni 2014-2015 (per un controvalore complessivo di circa 2,76 milioni di euro) nonché l'erogazione della *feed in tariff* che dal 1° gennaio 2016 ha sostituito lo schema dei CV (circa 2 milioni di euro).

Prolungamento convenzione CIP 6/92 con il GSE per il termovalorizzatore di Acerra (NA)

Il termovalorizzatore di Acerra, in gestione da parte di A2A Ambiente S.p.A., è oggetto di convenzione CIP 6/92 per un periodo di 8 anni che, iniziato il 1° gennaio 2010, è scaduto il 31 dicembre 2017.

Il DM 4 agosto 1994 prevede che il produttore possa chiedere un prolungamento della convenzione per un periodo calcolato in funzione dell'energia non prodotta nel primo anno di convenzione in ragione del fatto che l'impianto era in avviamento.

In data 13 dicembre 2016 il GSE ha comunicato il prolungamento della convenzione relativa al termovalorizzatore di Acerra fino al 6 luglio 2018 al fine di riconoscere la mancata produzione iniziale.

Prolungamento incentivi ad impianti alimentati a biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili

La Legge di Stabilità 2016 (Legge 28 dicembre 2015, n. 208) all'articolo 1, commi 149, 150 e 151, così come modificati dalle Leggi 27 febbraio 2017 (c.d. Conversione DL Mezzogiorno) e 21 giugno 2017 (c.d. Conversione DL Manovrina) nonché dalla Legge di Bilancio 2018 (Legge 27 dicembre 2017, n. 205), introduce la possibilità per gli impianti alimentati a biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili che cessano gli incentivi al 31 dicembre 2018 di accedere ad un incentivo riconosciuto sulla produzione elettrica fino al 31 dicembre 2021 (o per cinque anni dal rientro in esercizio).

Finalità della norma è salvaguardare i livelli di generazione rinnovabile conseguiti per il raggiungimento degli obiettivi europei al 2020. L'incentivo riconosciuto è pari all'80% di quello previsto dall'articolo 19 del DM 6 luglio 2012 agli impianti rinnovabili pari potenza.

Ai sensi delle Linee Guida europee sugli aiuti di stato in materia di energia e ambiente, la Commissione considererà compatibili con il mercato interno gli aiuti al funzionamento se lo Stato membro dimostra che i costi operativi sostenuti dal beneficiario dopo l'ammortamento dell'impianto risultano ancora superiori al prezzo di mercato dell'energia.

Gli impianti richiedenti dovranno presentare istanza al MiSE entro il 31 dicembre 2018 attestando, tramite perizia asseverata, il loro buono stato di uso e di produttività nonché il piano di approvvigionamento delle materie prime. A2A Ambiente S.p.A. ha già presentato istanza di accesso al meccanismo per i termovalorizzatori di Corteolona (PV) e di Bergamo.

Ad agosto il MiSE ha notificato tale misura di sostegno alla Commissione per la sua valutazione alla luce delle già citate Linee Guida in materia di aiuti di stato.

Attribuzione funzioni di regolazione e controllo in materia di rifiuti all'ARERA

L'articolo 1, commi 527-530, della Legge di Bilancio 2018 (Legge 27 dicembre 2017, n. 205) attribuisce all'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico, rinominata Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), specifiche funzioni di regolazione e controllo del servizio di gestione dei rifiuti.

Le finalità delle suddette norme sono il miglioramento del sistema di regolazione del servizio, la garanzia di accessibilità, fruibilità e diffusione omogenee dello stesso, il conseguimento di adeguati livelli di qualità in condizioni di efficienza ed economicità della gestione, l'armonizzazione degli obiettivi economico-finanziari con quelli generali di carattere sociale, ambientale e di impiego appropriato delle risorse, l'adeguamento infrastrutturale agli obiettivi europei, per il superamento delle procedure di infrazione.

Il perimetro della regolazione di ARERA, che sotto il profilo del tipo di rifiuti riguarderà gli urbani e assimilati, anche raccolti in modo differenziato, consiste nelle seguenti funzioni:

- emanazione di direttive per la separazione contabile e amministrativa della gestione, la valutazione dei costi delle singole prestazioni e definizione di indici di valutazione dell'efficienza e dell'economicità delle gestioni a fronte dei servizi resi;
- definizione dei livelli di qualità dei servizi e vigilanza sulle modalità di erogazione dei servizi;
- diffusione della conoscenza e della trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi, tutela dei diritti degli utenti;
- definizione di schemi tipo dei contratti di servizio;

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

- predisposizione e aggiornamento del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che lo costituiscono secondo il principio di copertura dei costi, sulla base della valutazione dei costi efficienti e del principio «chi inquina paga»
- fissazione dei criteri per la definizione delle “tariffe di accesso agli impianti di trattamento”;
- approvazione delle tariffe definite dagli enti di governo d’ambito (tariffa per il servizio integrato) e dai gestori degli impianti di trattamento (tariffe di accesso);
- verifica della corretta redazione dei piani di ambito e osservazioni/rilievi;
- formulazione di proposte sul perimetro di attività ricadenti nel servizio integrato di gestione dei rifiuti da assoggettare a concessione o autorizzazione, formulazione di proposte di modifica alla legislazione rilevante, e predisposizione di una relazione annuale al Parlamento.

La Delibera 1/2018/A ha dato avvio alle attività necessarie alla prima operatività in relazione ai nuovi poteri di regolazione, stabilendo (a) la definizione delle necessarie modifiche organizzative alla pianta organica e (b) l’avvio della ricognizione del settore con mappatura di operatori e *stakeholders*.

In materia di finanziamento delle attività, l’Autorità si riserva di valutare se applicare già dal 2018 il contributo “*di importo non superiore all’uno per mille dei ricavi dell’ultimo esercizio*” da raccogliere presso gli operatori regolati.

Clearance operazione di acquisizione del controllo esclusivo di Linea Group Holding – Attuazione impegni e loro monitoraggio

A fine luglio 2016 l’AGCM ha notificato ad A2A S.p.A. il provvedimento di chiusura dell’istruttoria avviata in seguito alla notifica dell’operazione di acquisizione del 51% del capitale sociale di LGH. Come noto AGCM ha autorizzato la concentrazione prescrivendo l’adozione di impegni concordati con A2A S.p.A. nel corso del procedimento e che prevedono in particolare:

- la cessione di Bellisolina S.r.l., società proprietaria di un impianto TMB autorizzato per il trattamento di 75.000 ton/annue;
- la messa a disposizione, per una durata di 5 anni, di lotti di capacità di trattamento (per un valore complessivo di 125.000 ton/anno) presso impianti del Gruppo;
- la messa a disposizione della capacità di trattamento di impianti di A2A Ambiente S.p.A. ad operatori della raccolta non verticalmente integrati con società operative nello smaltimento, in occasione della loro partecipazione a gare per servizi igiene urbana e smaltimento;
- la previsione di cap massimi sui prezzi di conferimento dei rifiuti urbani indifferenziati agli impianti di Parona e Corteolona.

In esito alla *clearance*, l’operazione di *partnership* industriale è stata perfezionata il 4 agosto 2016.

Gli impegni di natura comportamentale (di cui ai punti terzo e quarto dell’elenco) sono stati attuati a decorrere da tale data, mentre in esito allo svolgimento della procedura per l’assegnazione di lotti di capacità di trattamento presso impianti del Gruppo (i TMV di Brescia e Milano) sono stati sottoscritti con gli aggiudicatari i relativi contratti, con decorrenza gennaio 2017, e a seguito di un’ulteriore procedura di gara è stato sottoscritto il contratto per la cessione di Bellisolina S.r.l..

Il monitoraggio dell’attuazione degli impegni da parte dell’AGCM prosegue in base alla documentazione e alle informazioni che A2A S.p.A. trasmette all’Autorità stessa con le Relazioni previste dal provvedimento per i prossimi 5 anni a far data dal 2017.

D.G.R. Regione Lombardia 6 giugno 2016, n. X/5269 – Utilizzo fanghi di depurazione in agricoltura

A seguito del parziale annullamento delle precedenti Linee guida approvate con D.G.R. n. 2031/2014 (operato dalle Sentenze del T.A.R. Lombardia n. 2434 del 19 novembre 2015 e n. 195 del 29 gennaio 2016), con la D.G.R. n. 5269/2016, è stato approvato un documento tecnico di integrazione alla D.G.R. 2031/2014 al fine di garantire un uso efficiente dei fanghi sotto l’aspetto agronomico secondo criterio di “buona pratica agricola”. Vengono altresì stabiliti i parametri che devono essere obbligatoriamente comunicati all’utilizzatore dei fanghi al fine di una corretta predisposizione dei piani di utilizzo agronomico.

D.M. 22 dicembre 2017 – Piano nazionale delle ispezioni

Sulla G.U. 10 gennaio 2017, n. 7 è stato pubblicato il D.M. 22 dicembre 2016 “Adozione del Piano nazionale delle ispezioni di stabilimenti, imprese, intermediari e commercianti in conformità dell’art. 34 della Direttiva 2008/98/CE, nonché delle spedizioni di rifiuti e del relativo recupero o smaltimento”.

Il Piano nazionale delle ispezioni concorre, insieme ai Piani di ispezione redatti negli altri Stati membri, ad armonizzare a livello europeo le modalità con cui vengono garantite le ispezioni su stabilimenti, imprese, intermediari e commercianti in conformità all’articolo 34 della direttiva 2008/98/CE, nonché sulle ispezioni delle spedizioni di rifiuti e del relativo recupero o smaltimento.

Sono stati quindi individuati specifici flussi di rifiuti ritenuti di particolare interesse in base a criteri legati principalmente alla classificazione e alla pericolosità del rifiuto, al rischio di contaminazione, alle quantità movimentate e a rischi legati a particolari destinazioni o provenienze; tale selezione individua pertanto gli ambiti prioritari per l’effettuazione delle ispezioni previste dal Piano.

La lista dei flussi di rifiuti individuati, classificati in base ai rispettivi codici CER e alla movimentazione in entrata/uscita dal territorio nazionale, è riportata nell’Allegato I, insieme al numero minimo di ispezioni previste.

Le ispezioni presso stabilimenti, imprese, intermediari e commercianti assicurano almeno la sussistenza e la validità della documentazione autorizzativa dell’attività di gestione dei rifiuti, nonché la verifica dell’idoneità dei siti e degli impianti di gestione di rifiuti. Tali ispezioni sono coordinate, per quanto tecnicamente possibile, con quelle previste dalla normativa ambientale sugli impianti autorizzati con AIA o ai sensi degli artt. 208-216 del D.Lgs n. 152/2006 e con quelle previste dalla normativa in materia di prevenzione del rischio di incidenti rilevanti.

Legge 27 febbraio 2017, n. 19 – Approvazione D.L. Mille proroghe 2017

Sulla G.U. 28 febbraio 2017, n. 49 è stata definitivamente approvata la legge di conversione del DL 30 dicembre 2016, n. 244. In particolare, in relazione al SISTRI, viene confermato senza modificazioni l’art.12, comma 1, con rinvio al 2018 delle sanzioni e il contestuale doppio regime (telematico e cartaceo MUD) fino al 31 dicembre 2017.

D.M. 6 marzo 2017, n. 58 – Modalità contabili e tariffe AIA

Sulla G.U. 11 maggio 2017, n. 108 è stato pubblicato il D.M. 6 marzo 2017, n. 58 “Regolamento recante le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie ed ai controlli previsti al Titolo III-bis della Parte Seconda, nonché i compensi spettanti ai membri della commissione istruttoria di cui all’art. 8-bis”.

La norma contiene le modalità di calcolo delle tariffe istruttorie e dei controlli degli impianti soggetti ad AIA. Dal 26 maggio le nuove tariffe sono vigenti per gli impianti/progetti di competenza statale mentre per quelli di competenza regionale/provinciale le regioni hanno tempo fino al 07 novembre 2017 per adeguare le tariffe con proprio provvedimento (fino all’emanazione del provvedimento regionale continuano ad applicarsi le vigenti tariffe).

Regolamento CEE/UE 8 giugno 2017, n. 997 – Regolamento (UE) 2017/997 del Consiglio, dell’8 giugno 2017, che modifica l’allegato III della Direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda la caratteristica di pericolo HP 14 «Ecotossico»

Su GUUE n. 150 del 14 giugno 2017 è stato pubblicato il Regolamento UE 997/2017 che modifica l’Allegato III della Direttiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio per quanto attiene all’attribuzione della caratteristica di pericolo “ecotossico” (HP14). In tale regolamento, viene illustrata la metodologia da adottare per la valutazione di tale caratteristica.

Si precisa che non sarà più possibile adottare i criteri dell’ADR, che in via provvisoria erano consentiti dalla normativa italiana (ma non europea), e che il Regolamento entra in vigore il 4 luglio 2017 ma si applicherà a partire dal 5 luglio 2018.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

D.Lgs. Governo 16 giugno 2017, n. 104 – Attuazione della direttiva 2014/52/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale

Sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica n. 156 del 6 luglio 2017 è stato pubblicato il D.Lgs. Governo 16 giugno 2017, n. 104 "Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114."

Con il recepimento della direttiva europea vengono ridefiniti gli istituti della verifica di assoggettabilità a VIA e a dei procedimenti di VIA introducendo procedure più semplici, tempi certi e regole uniformi su tutto il territorio. Fra le principali novità vi è la nuova formulazione dell'art. 27 del D.Lgs. 152/2006 che per i progetti di competenza statale introduce un Provvedimento unico in materia ambientale attivabile facoltativamente dal proponente che coordina e sostituisce tutti i titoli abilitativi o autorizzativi necessari per l'esercizio del progetto. Anche per i progetti di competenza regionale viene previsto (nuovo art. 27 bis) un nuovo Provvedimento autorizzatorio unico regionale.

Regolamento (UE) 28 agosto 2017, n. 1505 – EMAS: novità dall'Unione Europea

Sulla GUUE L 222 del 29 agosto 2017 è stato pubblicato il Regolamento (UE) 28 agosto 2017, n. 1505 "che modifica gli allegati I, II e III del regolamento (CE) n. 1221/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS)".

La norma tenendo conto della versione aggiornata, terza edizione della ISO 14001:2015, sostituisce, aggiornandoli, gli allegati I, II e III del regolamento (CE) n. 1221/2009 con particolare riferimento alle prescrizioni per l'analisi ambientale e alle prescrizioni relative all'audit ambientale interno.

Legge 3 agosto n. 123 – Novità in merito alla classificazione dei rifiuti

Sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica, il giorno 12 agosto, è stata pubblicata la Legge 3 agosto n. 123 di conversione del DL n. 91/2017 recante "Disposizioni urgenti per la crescita economica nel Mezzogiorno".

In relazione alla classificazione dei rifiuti, viene confermato l'articolo 9 del DL n. 91/2017 che prevede l'aggiornamento di quanto stabilito nella premessa all'Allegato D parte quarta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. come di seguito riportato: "1. I numeri da 1 a 7 della parte premessa all'introduzione dell'allegato D alla parte IV del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sono sostituiti dal seguente: « 1. La classificazione dei rifiuti è effettuata dal produttore assegnando ad essi il competente codice CER ed applicando le disposizioni contenute nella decisione 2014/955/UE e nel regolamento (UE) n. 1357/2014 della Commissione, del 18 dicembre 2014, nonché nel regolamento (UE) 2017/997 del Consiglio, dell'8 giugno 2017."

Oltre al Regolamento n. 1357/2014, si richiama il nuovo Regolamento 2017/997 che definisce i criteri per l'attribuzione della caratteristica di pericolo HP14 (ecotossico) che saranno applicabili a partire dal 5 luglio 2018.

D.P.R. 13 giugno 2017, n. 120 – Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo

Sulla GU del 7 agosto 2017, n. 183 è stato pubblicato il Decreto Presidente Repubblica 13 giugno 2017, n. 120 "Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164".

Con la presente norma, sono adottate le disposizioni di riordino e di semplificazione della disciplina inerente la gestione delle terre e rocce da scavo, con particolare riferimento:

- a) alla gestione delle terre e rocce da scavo qualificate come sottoprodotti, ai sensi dell'art. 184 bis, del D.Lgs 152/2006, provenienti da cantieri di piccole dimensioni, di grandi dimensioni e di grandi dimensioni non assoggettati a VIA o a AIA, compresi quelli finalizzati alla costruzione o alla manutenzione di reti e infrastrutture;
- b) alla disciplina del deposito temporaneo delle terre e rocce da scavo qualificate rifiuti;

- c) all'utilizzo nel sito di produzione delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti;
- d) alla gestione delle terre e rocce da scavo nei siti oggetto di bonifica.

Il presente regolamento, in attuazione dei principi e delle disposizioni della direttiva 2008/98/CE, disciplina le attività di gestione delle terre e rocce da scavo, assicurando adeguati livelli di tutela ambientale e sanitaria e garantendo controlli efficaci, al fine di razionalizzare e semplificare le modalità di utilizzo delle stesse. Il decreto entra in vigore il giorno 22 agosto 2017.

DM 10 novembre 2017 – Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN)

Sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico è stato pubblicato il DM 10 novembre 2017 che adotta la Strategia Energetica Nazionale 2017 (SEN).

La SEN 2017 definisce le misure per raggiungere i traguardi di crescita sostenibile e ambiente stabiliti nella ventunesima riunione della Conferenza delle parti della Convenzione sui cambiamenti climatici (COP21), contribuendo in particolare all'obiettivo della de-carbonizzazione dell'economia e della lotta ai cambiamenti climatici.

Gli obiettivi al 2030, in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia, perseguiti sono:

- migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

D.Lgs 15 novembre 2017, n. 183 – Emissioni in atmosfera da impianti medi: modificato D.Lgs 152/2006

Sulla GU 16 dicembre 2017, n. 293 è stato pubblicato il D.Lgs 15 novembre 2017, n. 183 "Attuazione della direttiva (UE) 2015/2193 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 novembre 2015, relativa alla limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati da impianti di combustione medi, nonché per il riordino del quadro normativo degli stabilimenti che producono emissioni nell'atmosfera, ai sensi dell'articolo 17 della legge 12 agosto 2016, n. 170".

Tale norma, in attuazione della delega prevista all'articolo 17 della legge 12 agosto 2016, n. 170, incarica il Governo ad adottare disposizioni per l'attuazione della direttiva (UE) 2015/2193, nonché per realizzare un riordino generale del quadro normativo degli stabilimenti che producono emissioni in atmosfera. Viene quindi modificata la Parte Quinta del D.Lgs 152/2006 sia per quanto concerne i medi impianti di combustione (impianti di potenza termica inferiore a 50 MW) sia attraverso un complessivo riordino della normativa sugli stabilimenti che producono emissioni in atmosfera.

Il presente decreto è entrato in vigore il giorno 19 dicembre 2017.

Legge 27 dicembre 2017, n. 205 – Proroga SISTRI

Sul Supplemento Ordinario n. 62 alla Gazzetta Ufficiale n. 302 del 29 dicembre 2017 è stata pubblicata la Legge n. 205 del 27 dicembre 2017 "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020".

Con il comma 1134 dell'articolo 1 si stabilisce la proroga al 31 dicembre 2018 della moratoria sulle sanzioni operative del Sistri previste dalla Legge n. 125 del 30 ottobre 2013.

Con il comma 1135, al Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006, dopo l'articolo 194 è aggiunto un nuovo articolo 194-bis (Semplificazione del procedimento di tracciabilità dei rifiuti e per il recupero dei contributi dovuti per il SISTRI) con il quale si prevede la digitalizzazione dei dati richiesti inerenti la gestione rifiuti, la trasmissione del formulario di cui all'articolo 193 tramite posta elettronica certificata, la definizione delle modalità per il recupero dei contributi SISTRI dovuti e non corrisposti.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Business Unit Reti e Calore

Unbundling funzionale e Brand Unbundling

L'Autorità con Delibera 296/2015/R/com (anche TIUF – Testo Integrato *Unbundling* Funzionale) ha posto in capo al Gestore Indipendente la responsabilità della corretta attuazione della regolazione in materia tra cui l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione (compresa la denominazione sociale, la ditta, l'insegna e ogni altro elemento distintivo) rispetto all'impresa di vendita e l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti da quelli dell'attività di vendita per evitare il rischio di confusione nel cliente finale.

In accordo con quanto previsto dall'art. 8, comma 1, del TIUF - che consente la gestione congiunta da parte dell'impresa verticalmente integrata delle attività infrastrutturali svolte in regime di monopolio o affidamento - è stata costituita Unareti S.p.A., operativa dal 1° aprile 2016, che oggi gestisce le attività di distribuzione e misura di energia elettrica e gas, nonché le attività svolte precedentemente da A2A Servizi alla Distribuzione S.p.A. e A2A Logistica S.p.A..

Nel 2017 si è svolta una consultazione inerente le modalità di recupero dei costi sostenuti al fine di adempiere alle disposizioni (DCO 307/2017/R/com). In linea generale l'Autorità intende basarsi sui dati di costo degli operatori, eventualmente depurati dei costi già riconosciuti da altri meccanismi regolatori. Per i distributori di minori dimensioni saranno previsti meccanismi semplificati e basati su una logica parametrica.

Nell'ambito della suddetta consultazione, nel mese di marzo 2018 l'Autorità ha avviato una raccolta dati avente ad oggetto i costi operativi e di capitale sostenuti dagli operatori per adempiere agli obblighi di separazione del marchio.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale definitive 2016 e provvisorie 2017

Con Delibera 146/2017/R/gas l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento gas definitive 2016 (in base agli investimenti a consuntivo 2015, dismissioni 2015 e contributi 2015), mentre con Delibera 220/2017/R/gas sono state approvate le tariffe di riferimento gas provvisorie 2017 (in base agli investimenti a pre-consuntivo 2016 e stima parametrica contributi 2016). Le nuove tariffe risentono della riduzione del WACC in vigore dal 2016 (Delibera 583/2015/R/com-TIWACC) pari, per l'attività di distribuzione, al 6,1% (6,9% nel 2015) e per la misura al 6,6% (7,2% nel 2015).

Valore della RAB GAS Unareti S.p.A. sottesa alle tariffe 2017 provvisorie milioni di euro	
Cap. Centralizzato	48
RAB Distribuzione Gas	800
RAB Misura Gas	112
Totale	960

Si è in attesa della pubblicazione delle tariffe di riferimento gas definitive 2017, che terranno conto degli investimenti 2016 a consuntivo, delle dismissioni 2016 e dei contributi effettivi 2016, così come delle tariffe di riferimento gas provvisorie 2018 che considereranno anche gli investimenti 2017 a pre-consuntivo. In entrambi i casi, l'Autorità considererà i dati comunicati dalla società nell'ambito della raccolta dati RAB Gas conclusasi a novembre 2017.

Per quanto riguarda la misura, l'Autorità con Delibera 389/2017/R/gas, a valle di un'apposita raccolta dati, ha provveduto a riconoscere agli operatori i costi operativi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori per gli anni 2011-2013, precedentemente non riconosciuti dal sistema tariffario in vigore. Ad Unareti è stato riconosciuto un ammontare di 1.557.824 euro, liquidato dalla CSEA nei primi giorni di gennaio 2018.

Infine, con Delibera 859/2017/R/gas sono state definite le tariffe obbligatorie da applicarsi ai clienti per i servizi di distribuzione e misura del gas, nonché il valore degli acconti bimestrali di perequazione, per l'anno 2018.

Regolazione della *performance* di misura per i punti di riconsegna connessi alle reti di distribuzione di gas naturale

L'Autorità, con Delibera 522/2017/R/gas, ha apportato alcune rilevanti modifiche alla RQDG 2014 – 2019 finalizzate a favorire il miglioramento della *performance* degli operatori per l'attività di misura del gas naturale:

- con decorrenza immediata e per i misuratori accessibili, lo standard “*Frequenza di raccolta della misura per misuratore accessibile*” è sostituito dallo standard “*Raccolta della misura per misuratore accessibile*”;
- il numero minimo di letture da raccogliere è quello stabilito dagli art. 14.1 (misuratori tradizionali e *smart meter* gas < G10) e 14bis.1, lettera a) (*smart meter* >= G10) del TIVG. In caso di mancato rispetto di tale standard è previsto un indennizzo automatico pari a 35 euro.

Si sottolinea che l'Autorità considera gli *smart meter* gas in ogni caso accessibili, indipendentemente dalla loro effettiva collocazione fisica.

Con decorrenza 2018 viene, inoltre, introdotto uno specifico indicatore per monitorare la percentuale di misuratori accessibili con letture con esito positivo, differenziato per classi di consumo. L'Autorità si riserva la possibilità di effettuare la pubblicazione comparativa di tali indicatori.

Con medesima decorrenza e con riferimento alle imprese di distribuzione con più di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2016, viene altresì definito quanto segue:

- i misuratori parzialmente accessibili sono assimilati, ai fini della regolazione delle *performance* di misura, ai misuratori non accessibili (applicando le stesse previsioni regolatorie);
- relativamente ad ogni PDR attivo con misuratore tradizionale parzialmente accessibile o non accessibile, viene introdotto l'obbligo di garantire almeno una lettura con esito positivo a partire dal 2018. In caso contrario, per tali punti il distributore è obbligato alla sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori elettronici. Tali obblighi di sostituzione sono aggiuntivi rispetto a quelli già previsti dalla Delibera 631/2013/R/gas (direttive *smart meter* gas). In caso di inadempimento degli ulteriori obblighi di sostituzione è prevista una penalità unitaria annua (fino alla sostituzione) a carico dell'impresa di distribuzione pari a 4 € per ogni misuratore non sostituito.

Attualmente sono in corso approfondimenti con l'Autorità in merito alle modalità applicative di tali disposizioni e sulle relative criticità riscontrate dagli operatori.

Tariffe di riferimento per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 2017

L'Autorità con Delibera 669/2016/R/gas ha approvato i corrispettivi specifici di impresa per il servizio di trasporto e misura del gas naturale presentate per il 2017 dagli operatori, tra cui Retragas S.p.A., mentre con Delibera 795/2017/R/gas sono stati fissati i corrispettivi specifici relativi all'anno 2018.

Al riguardo, la Delibera 575/2017/R/gas ha prorogato la validità dell'attuale regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il biennio 2018-2019, introducendo limitate modifiche relative, in particolare, alla ripartizione dei costi da coprire tra le tariffe applicabili ai punti d'entrata e ai punti di uscita della rete di trasporto nazionale, passando dal precedente 50:50 all'attuale 40:60.

Infine, con Delibera 689/2017/R/gas l'Autorità ha espresso la propria valutazione sugli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto relativi agli anni 2014, 2015 e 2016, valutandoli non sempre redatti in coerenza con le disposizioni normative applicabili. Conseguentemente, ha ritenuto opportuno fornire specifiche indicazioni sui contenuti obbligatori di tali piani, prevedendo allo stesso tempo il mancato riconoscimento in tariffa degli investimenti che entreranno in esercizio nel corso del 2019 qualora non adeguatamente motivati. E', altresì, previsto un meccanismo di salvaguardia, a determinate condizioni, degli investimenti già in corso di realizzazione.

Aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il triennio 2017-2019

Con la Delibera 775/2016/R/gas l'Autorità ha definito i criteri per l'aggiornamento infra-periodo, a valere per il triennio 2017-2019, della regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura del gas, aggiornando conseguentemente la Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG), a valere dal 1° gennaio 2017.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Il provvedimento ha aggiornato alcuni elementi della regolazione tariffaria gas tra cui:

- il costo unitario per le verifiche metrologiche fissato pari a 50 euro per gruppo di misura maggiore di classe G6 elettronico attivo (rispetto ai 60,33 euro riconosciuti in precedenza);
- il costo standard unitario 2017 per lo *smart meter gas* di classe G4 o G6 fissato pari, rispettivamente, a 135 euro e a 170 euro (rispetto ai precedenti 120 e 160 euro);
- l'estensione agli investimenti relativi agli *smart meter gas* di classe G4 o G6 effettuati nel 2016 del loro riconoscimento integrale fino al 150% del costo standard;
- il rinvio dell'introduzione di componenti parametriche a copertura dei costi di telegestione/concentratori e conferma del riconoscimento puntuale – seppure entro un limite determinato – degli investimenti effettuati.

Vengono confermati i valori dei tassi di recupero di efficienza (cosiddetti *X-Factor*) validi per l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti per le attività di distribuzione (1,7% per operatori con più di 300.000 PDR e 2,5% per gli altri), misura (0%) e commercializzazione (0%).

Inoltre, l'Autorità, con la medesima Delibera, ha provveduto ad aggiornare al 2017 l'importo delle componenti unitarie parametriche delle tariffe di riferimento per le attività di distribuzione, misura e commercializzazione, incrementando quest'ultima da 1,2 euro/PDR a 2 euro/PDR.

L'Autorità con la Delibera 904/2017/R/gas ha adottato disposizioni in materia di riconoscimento dei costi relativi all'attività di misura sulle reti di distribuzione di gas naturale ed ha:

- definito i costi standard dei misuratori gas per gli anni 2018 e 2019;
- confermato che, a partire dal 2018, gli investimenti in misuratori elettronici gas saranno riconosciuti come media ponderata tra il costo standard e l'ammontare effettivo dell'investimento sostenuto dalla società, prevedendo dei pesi di ponderazione pari a 60% costo effettivo e 40% costo standard (in precedenza il rapporto era 50:50);
- azzerato il corrispettivo CVER relativo alle verifiche metrologiche (per il 2017 pari a 50 euro per gruppo di misura maggiore di classe G6 elettronico messo in servizio) e previsto che i costi relativi a tali verifiche siano riconosciuti a piè di lista a fronte di un'apposita domanda adeguatamente documentata;
- rimandato al prossimo periodo tariffario il passaggio al riconoscimento parametrico dei costi relativi alla telegestione/telelettura dei misuratori elettronici gas, confermando l'attuale riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti dagli operatori.

Infine, la Delibera posticipa al 2019 (con impatti, conseguentemente, sulle tariffe 2020) l'avvio della valutazione degli investimenti relativi all'attività di distribuzione del gas sulla base di costi standard.

Affidamento e svolgimento del servizio di distribuzione del gas naturale

A seguito della riforma delle modalità di affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale, sono stati definiti 177 "Ambiti Territoriali Minimi - ATEM" (DM 19 gennaio 2011 e DM 18 ottobre 2011) per i quali saranno indette le gare per l'affidamento del servizio secondo quanto previsto dal cd. Regolamento gare (DM 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 (DM 21 aprile 2011).

Nel corso degli ultimi anni diverse disposizioni sono intervenute modificando il D.Lgs. n. 164/2000 e il DM 226/2011 con particolare riferimento alle modalità di determinazione del valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente (VIR) e alle tempistiche per l'indizione delle gare.

Il DM 22 maggio 2014 ha approvato le Linee Guida relative ai criteri ed alle modalità applicative ai fini della determinazione del VIR mentre il DM 20 maggio 2015, n. 106, ha modificato il DM 226/2011 in modo da recepire le novità normative succedutesi in materia di calcolo del VIR (soprattutto per quel che riguarda il trattamento dei contributi), l'applicazione delle linee guida, la percentuale massima del canone, il riconoscimento dei costi sottesi ai progetti di efficienza energetica da realizzarsi nell'ambito ed offerti in sede di gara.

Il D.L. 210/2015 (cd. Milleproroghe 2016) ha concesso 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 di quelle inadempienti precedentemente previste.

Il DM 11 gennaio 2017 recante "Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2017 al 2020 e per l'approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica" ha, inoltre, parzialmente risolto l'incertezza sulla copertura, in termini di contributo tariffario, dei titoli generati dai progetti di efficienza energetica proposti in sede di gara. In particolare, il DM ha previsto che i certificati eventualmente emessi a fronte di tali progetti e annullati dal GSE nell'anno di riferimento riducano in egual misura gli obblighi di risparmio complessivi dell'anno successivo. Restano, tuttavia, alcune residue incertezze, tra cui il vincolo di territorialità degli interventi offerti in sede di gara.

Si segnala, infine, che la norma sulle gare di distribuzione gas introdotta nel correttivo del Codice degli Appalti, pubblicato in G.U. lo scorso 5 maggio 2017, conferma la validità dell'attività svolta finora dalle Stazioni Appaltanti nella produzione della documentazione di gara e resta invariata anche la durata massima di 12 anni degli affidamenti.

Nell'ambito dei compiti affidati dal legislatore al regolatore, l'Autorità, con Delibera 514/2012/R/gas ha predisposto lo schema di contratto di servizio tipo per la regolazione dei rapporti tra enti locali concedenti e gestori del servizio di distribuzione del gas naturale, contratto poi approvato dal MiSE con DM 5 febbraio 2013; successivamente, con Delibera 571/2014/R/gas, l'Autorità ha proposto una modifica – in materia di riconoscimento delle quote di ammortamento a favore degli enti concedenti – a tale schema di contratto di servizio tipo, modifica tuttavia non recepita dal MiSE.

Infine, a valle delle novità introdotte dalla Legge Concorrenza 2017 in materia di semplificazione dell'iter di valutazione dei valori di rimborso e dei bandi di gara relativi all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, l'Autorità ha adottato la Delibera 905/2017/R/gas con cui ha razionalizzato la regolazione relativa ai propri compiti nell'ambito delle gare, articolando le disposizioni in materia in 2 testi integrati (Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di determinazione e verifica del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito e Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di bandi di gara per il servizio di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito). Le principali novità introdotte, di rilievo soprattutto per le Stazioni Appaltanti, sono relative all'iter di valutazione del valore di rimborso e del bando di gara: nel primo caso è previsto un Regime semplificato d'ambito ex Legge Concorrenza 2017 al quale potranno accedere gli ambiti per cui (i) il singolo Ente locale concedente possa certificare anche tramite idoneo soggetto terzo, in possesso di adeguati requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità (la definizione di questi ultimi è demandata agli Enti Locali stessi), che il valore di rimborso è stato determinato applicando in via esclusiva le disposizioni contenute nelle Linee Guida 2014; (ii) lo scostamento VIR-RAB, aggregato d'ambito, non risulti superiore all'8%; e che (iii) lo scostamento VIR-RAB relativi ai cespiti di località del singolo Comune non superi il 20%; anche nel secondo caso è stato introdotto un iter semplificato che prevede (almeno 60 giorni prima della scadenza del termine previsto per la pubblicazione del bando) l'invio all'Autorità da parte delle Stazioni Appaltanti di un prospetto che riporti: (i) i valori di VIR e RAB con i relativi riferimenti temporali per ciascun Comune dell'ambito, che saranno confrontati con quelli presenti nella documentazione di gara; (ii) un estratto del bando di gara e del disciplinare di gara con riferimento agli articoli nei quali sono riportati i criteri di ripartizione dei punteggi massimi tra i criteri e i sub-criteri di gara, che saranno confrontati con le prescrizioni in materia contenute nel cosiddetto Regolamento Gare e (iii) le linee guida programmatiche d'ambito, per le quali sarà valutata la congruità delle analisi costi-benefici e delle condizioni minime di sviluppo.

Si segnala che A2A Reti Gas S.p.A. (oggi Unareti S.p.A.) aveva impugnato le Linee Guida e il DM 20 maggio 2015, n. 106 (TAR Lazio) e tutti gli atti della Stazione Appaltante dell'ATEM Milano 1 relativi alla definizione del VIR (TAR Lombardia).

Il TAR Lazio, con sentenza n. 10286 del 14 ottobre 2016, ha però respinto tale ricorso ritenendo infondata i motivi avanzati dalla società in merito al mancato rispetto di quanto sancito dalla libera volontà delle parti, ai criteri di definizione dei prezziari, alla detrazione dei contributi e alla riduzione della vita utile dei misuratori fino a G6. Le doglianze in merito alla facoltà concessa ai comuni di vendere la rete e sui punteggi per gli investimenti in efficienza energetica sono state ritenute inammissibili per carenza di interesse attuale. Unareti S.p.A. ha presentato appello al Consiglio di Stato che, con sentenza n. 05736/2017 del 5 dicembre 2017, ha rinviato la causa alla Corte di Giustizia Europea chiedendo di verificare la coerenza tra le norme europee e la normativa nazionale sulla definizione del valore

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

di rimborso da riconoscere all'uscente che prevede, in particolare, la decurtazione - retroattiva - dei contributi pubblici e privati dal valore dei beni oggetto di trasferimento.

Per quanto riguarda il TAR Lombardia, anche alla luce della pronuncia del Consiglio di Stato, con ordinanza del 23 dicembre 2017 è stata accolta l'istanza congiunta di rinvio dell'udienza per la discussione del ricorso pendente. L'udienza è, quindi, fissata per il 20 dicembre 2018.

Gare d'ambito per il servizio di distribuzione del gas naturale

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 Unareti S.p.A. è l'attuale gestore ossia Milano 1 - Città e Impianto di Milano (Gazzetta Ufficiale UE del 26 dicembre 2015).

L'importo contrattuale per l'intero periodo di affidamento riportato nel suddetto bando è pari a 1.369 milioni di euro per 12 anni. Nel bando si rende noto il disaccordo tra la Stazione Appaltante e Unareti S.p.A. (ex A2A Reti Gas S.p.A.) in merito all'ammontare del VIR degli impianti a causa del trattamento dei contributi su cui pende il contenzioso sopra richiamato.

La scadenza per il ricevimento delle offerte da parte della Stazione Appaltante era stata fissata per il 13 giugno 2016, poi prorogata al 17 ottobre 2016 e successivamente prorogata al 16 gennaio 2017. L'offerta presentata ha una validità di 360 giorni, oltre i quali, in caso di mancata aggiudicazione della gara entro tale termine, l'offerente può decidere di svincolarsi dall'offerta.

Unareti S.p.A., nel rispetto della scadenza prevista, ha provveduto a presentare la propria offerta alla Stazione Appaltante; entro la stessa data risulta, inoltre, essere pervenuta anche l'offerta di 2i Reti Gas S.p.A. che, ad oggi, gestisce un'unica località dell'ATEM (Cinisello Balsamo pari a circa il 4% dei PDR a gara). La seduta pubblica per l'apertura dei plichi contenenti le offerte è stata il 27 marzo 2017. Le offerte saranno valutate in coerenza con i criteri previsti dal DM 226/2011 e s.m.i.: l'offerta economica avrà un peso di 28 punti su 100, mentre quella tecnica di 72 punti su 100. L'iter di aggiudicazione si concluderà presumibilmente nel corso del 2018.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica definitive 2016 e provvisorie 2017

L'Autorità, con Delibere 188/2017/R/eel e 199/2017/R/eel, ha approvato le tariffe definitive 2016 per le attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica mentre con le Delibere 286/2017/R/eel e 287/2017/R/eel ha approvato quelle provvisorie 2017. In particolare: quelle definitive 2016 considerano gli investimenti fino al 2015, compresi quelli relativi all'attività di commercializzazione (i cui costi erano precedentemente riconosciuti su base parametrica a pre-consuntivo), le dismissioni 2015 e i contributi 2015 mentre quelle provvisorie 2017 considerano gli investimenti realizzati fino al 2016 a pre-consuntivo, le dismissioni 2015 e stimano i contributi 2016.

Le tariffe sono definite considerando il WACC in vigore dal 2016 (Delibera 583/2015/R/com-TIWACC) pari al 5,6% (vs 6,4% del 2014-2015) e in base alla regolazione tariffaria di cui alla Delibera 654/2015/R/eel (TIT 2016 – 2019).

Valore della RAB EE Unareti S.p.A. sottesa alle tariffe provvisorie 2017 milioni di euro (*)	
RAB Distribuzione EE	532
RAB Misura EE	72
Totale	604

(*) Stima della società.

Si è in attesa della pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive 2017, che terranno conto degli investimenti 2016 a consuntivo, delle dismissioni 2016 e dei contributi effettivi 2016, nonché della cessione dell'attività di distribuzione e misura per alcuni sconfinamenti in comuni limitrofi alla città di Milano, così come delle tariffe provvisorie 2018 che considereranno anche gli investimenti a pre-consuntivo 2017. In entrambi i casi, l'Autorità considererà i dati comunicati dalla società nell'ambito della raccolta dati RAB conclusasi a novembre 2017.

Infine, con delibere 882/2017/R/eel e 907/2017/R/eel sono state definite le tariffe obbligatorie 2018 applicabili, rispettivamente, ai clienti non domestici e ai clienti domestici.

Servizio di distribuzione e misura energia elettrica: Testo Integrato Qualità Elettrica 2016-2023

La Delibera 646/2015/R/eel (TIQE 2016 – 2023) contiene numerose disposizioni volte alla promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione anche se la quasi totalità dei meccanismi previsti è descritta in termini di obiettivi generali e le linee guida inerenti il loro funzionamento dovranno essere sviluppate tramite opportuni tavoli di lavoro a cui parteciperanno i distributori, l’Autorità e Terna (tra cui quello sulla resilienza avviato in data 1° aprile 2016).

Gli artt. 129, 130, 131, 132 del TIQE dispongono le funzionalità innovative delle reti di distribuzione in media tensione nelle aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile: “Osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse su reti MT, Regolazione di tensione delle reti di distribuzione”.

L’art. 134 del TIQE introduce i principi essenziali da eseguire per predisporre dei piani per l’ammodernamento delle colonne montanti vetuste nelle aree urbane con impianti progettati secondo una logica «future proof» in grado di sostenere eventuali aumenti della contemporaneità d’uso della potenza a seguito della modifica della tariffa domestica. L’Autorità ha, inoltre, individuato un possibile meccanismo di premi/penalità applicabile a questo tipo di iniziative. Unareti S.p.A. ha aderito a questa opportunità e ha predisposto alcune analisi inerenti il contesto geografico in cui opera la società, condivise con l’Autorità, unitamente ad una proposta di piano di incentivazione.

In merito alle sperimentazioni *smart city* (art. 135) con funzionalità innovative sulle reti BT, i distributori in aree urbane con minimo 300.000 abitanti potranno accedere a progetti pilota di scala cittadina con logiche innovative di gestione della rete BT, possibilmente in chiave multiservizio (*smart water grid*, integrazione con sistemi di mobilità avanzata, ecc.). Ad ogni distributore selezionato sarà riconosciuto un contributo per il costo sostenuto.

Tuttavia, l’Autorità, con la Delibera 781/2016/R/eel, ha ritenuto opportuno approfondire questi ultimi due temi in modo tale da tener adeguatamente conto di alcune problematiche segnalate dagli operatori, nonché esplorare più approfonditamente le possibili sinergie tra i piani di messa in servizio dei misuratori di seconda generazione e le sperimentazioni *smart city*.

Nel corso del 2017, a seguito dei disservizi causati dal maltempo che hanno interessato il Centro Italia, con Delibera 127/2017/R/eel l’Autorità ha introdotto delle modifiche alla regolazione della qualità, rendendola più rigida nei confronti degli operatori. In particolare, è stato

- eliminato il tetto massimo ai rimborsi in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell’alimentazione; l’indennizzo continuerà così ad aumentare ad ogni ulteriore blocco di 4 ore di interruzione fino ad un massimo di 240 ore (ovvero, 60 blocchi da 4 ore; per un utente domestico, quindi, si passa dal precedente massimo di 300 euro all’attuale di 1.800 euro);
- prevedendo che in caso di interruzioni causate da forza maggiore, dopo le 72 ore di sospensione e fino ad un massimo di 240 ore, l’indennizzo sia pagato direttamente dall’impresa distributrice (o da Terna) e non posto a carico del Fondo Eventi Eccezionali presso la CSEA (sono, comunque, previste clausole escludenti, seppur molto restrittive).

Il TIQE 2016-2023 contiene anche iniziative volte ad aumentare la resilienza del sistema elettrico nazionale. In particolare, si prevedeva che entro il 31 marzo 2017 le imprese distributrici che servono più di 50.000 utenti trasmettessero all’Autorità un piano di lavoro finalizzato all’adozione di misure regolatorie idonee a raggiungere tale obiettivo. Il piano doveva:

- contenere, oltre ad una disamina tecnica, elementi di costo e di beneficio, alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni;
- essere coordinato sia con i piani di sviluppo della rete di distribuzione elaborati dal singolo operatore che con i piani di sviluppo della RTN gestita da Terna e con le reti di distribuzione sottomesse/interconnesse di competenza di altri operatori.

A conclusione di una prima *tranche* di lavori di uno specifico tavolo tecnico, a cui hanno preso parte Terna, CEI, RSE, distributori con più di 50.000 POD (tra cui Unareti S.p.A.), è stata emanata la Determina 2/2017 DIEU con cui è stato approvato il documento “Linee guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l’incremento della resilienza del sistema elettrico – parte prima”. Tale documento contiene la metodologia per l’individuazione degli interventi prioritari per fronteggiare il tema della tenuta della rete, nonché la metodologia (e i parametri da usare) per stimare i costi ed i relativi benefici connessi a tali interventi.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Esteri

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

A fine marzo 2017 Unareti S.p.A. ha presentato all'Autorità il proprio piano di lavoro contenente una prima analisi tecnica, nonché la valutazione dei relativi costi e benefici, degli interventi ritenuti opportuni per l'incremento della resilienza della rete elettrica, focalizzandosi in particolare su fenomeni di alluvioni e allagamenti, ovvero quei fenomeni che maggiormente incidono sulla continuità del servizio delle reti gestite dalla società.

Successivamente, anche alla luce dei documenti predisposti dagli operatori, l'Autorità ha effettuato una consultazione specifica in materia di resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (DCO 645/2017/R/eel) in cui, in particolare, dopo una analisi della situazione attuale e delle iniziative già adottate dagli operatori per incrementare la resilienza delle reti, sono state avanzate proposte su due versanti complementari: da una parte le iniziative volte ad aumentare la tenuta delle infrastrutture alle sollecitazioni, agendo quindi ex-ante in fase di progettazione, e quelle per aumentare l'efficacia e la tempestività di ripristino della fornitura. L'Autorità, inoltre, avanza le proprie proposte anche in materia di predisposizione di piani di sviluppo delle reti, prevedendo un'apposita sezione dedicata agli interventi individuati come rilevanti per l'aumento della resilienza, nonché in materia di incentivazione, specie per quanto riguarda la tempestività del ripristino del servizio. Nei primi mesi del 2018 è atteso il provvedimento finale in materia.

Sul tema della resilienza è poi intervenuto anche il MiSE che, nel mese di novembre 2017, ha trasmesso ai concessionari del servizio di distribuzione elettrica un proprio documento di indirizzo in materia di prevenzione e gestione degli eventi meteo avversi. In tale documento si prevede che i distributori, a partire dal 2018, dovranno integrare il proprio piano di sviluppo della rete con una apposita sezione relativa agli interventi per l'incremento della resilienza e la robustezza della rete. Tale sezione dovrà avere un dettaglio per aree territoriali servite che, a loro volta, saranno differenziate - in base alle analisi di dettaglio che dovranno essere effettuate dagli operatori - in aree ad alta, media o bassa priorità; per le prime il distributore dovrà predisporre un piano temporale degli interventi, a partire da quelli a più elevata efficacia in termini di riduzione del rischio/aumento benefici per i clienti. L'avanzamento degli interventi sarà oggetto di un'ulteriore, apposita sezione del piano dedicato alla resilienza. Infine, il documento sottolinea l'importanza della collaborazione e del coordinamento sia tra distributori e tra Terna e questi ultimi, ma anche tra gli operatori e le amministrazioni locali competenti.

Infine, con Delibera 793/2017/R/eel l'Autorità ha provveduto a determinare i premi e le penalità relativi alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il 2016. Conseguentemente a dicembre 2017 Unareti S.p.A. ha dovuto versare alla CSEA 389.658 euro, penale determinata da una *performance* sotto le aspettative in uno degli ambiti gestiti dalla società.

Misuratori 2.0 dell'energia elettrica in BT e relativi sistemi di *smart metering*

In attuazione del D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102, e a valle del DCO 416/2015/R/eel, con Delibera 87/2016/R/eel l'Autorità ha definito, in vista della sostituzione dei misuratori di prima generazione (1G) che avranno completato la vita utile prevista a fini regolatori (15 anni):

- a. i requisiti funzionali o specifiche abilitanti della versione immediatamente disponibile dei misuratori dell'energia elettrica in BT (o versione 2.0);
- b. i livelli attesi di *performance* dei relativi sistemi di *smart metering* di seconda generazione (sistemi di misurazione 2G).

In collaborazione con AGCOM, inoltre, l'Autorità valuterà l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate che consentano di definire funzionalità incrementali con riferimento ad aspetti di comunicazione e ad aspetti innovativi relativi al limitatore di potenza (Allegato C). Sul tema, le 2 Autorità hanno condotto congiuntamente nel 2017 una serie di audizioni informali dei principali operatori italiani della distribuzione e delle telecomunicazioni al fine di valutare i possibili sviluppi dell'attuale misuratore di seconda generazione (2G) verso la sua versione 2.1.

Con Delibera 646/2016/R/eel l'Autorità ha stabilito le modalità di riconoscimento dei costi sostenuti per la sostituzione degli attuali *smart meter* 1G con misuratori 2G rispondenti alle caratteristiche definite dalla Delibera 87/2016/R/eel. In particolare:

- non è stata fissata, almeno inizialmente, una *deadline* per la presentazione del piano di messa in servizio degli *smart meter* 2G né un obbligo per l'avvio della sostituzione;
- ha chiarito il percorso amministrativo da seguire e i documenti da presentare all'Autorità qualora un distributore intenda avviare un piano di messa in servizio degli *smart meter* 2G;

- ha individuato le modalità di accesso ad una procedura di valutazione di tipo *fast track* (della durata di 90 giorni) in alternativa alla valutazione ordinaria (della durata di 180 giorni) qualora siano rispettati alcuni limiti per la differenza di costo tra misuratori 2G e 1G (in caso contrario i piani di messa in servizio saranno sottoposti ad un’attenta analisi costi/benefici);
- ha confermato la metodologia TOTEX - *Total Expenditure* per il riconoscimento dei costi, anche se limitata – nella fase iniziale – ai solo i costi di capitale;
- ha definito i meccanismi per l’ottimizzazione dei piani di messa in servizio degli *smart meter* 2G in cui il riconoscimento tariffario sia dei misuratori esistenti che di quelli 2G avviene mediante vettori standard costruiti ipotizzando che nessun misuratore 1G oggi installato venga dismesso prima della fine della propria vita utile (e, quindi, che i misuratori 2G siano installati solo a sostituzione di misuratori 1G completamente ammortizzati). In questo modo, tenendo conto della differenza tra costi standard e costi effettivi/di mercato dei misuratori 2G, nonché delle possibili economie di scala attivabili, potrebbe essere possibile anticipare/posticipare il piano di installazione così da minimizzare gli *stranded cost*. Nel caso in cui gli operatori ritengano insufficiente l’incentivo alla sostituzione anticipata, si avrebbe il rischio di avere un Paese «a 2 velocità» con le principali città (Milano e Brescia, Roma, Torino) escluse dalla possibilità di godere dei vantaggi – anche commerciali – offerti dai nuovi misuratori negli stessi tempi di altre aree del paese, anche meno urbanizzate, gestite dall’*incumbent* il cui piano di messa in servizio è già stato approvato ed è in corso di realizzazione.

Considerando le consistenze fisiche e patrimoniali di Unareti S.p.A. una prima stima di massima del potenziale piano da presentare all’Autorità consisterebbe nella sostituzione di circa 1,2 milioni di misuratori (la *deadline* per la presentazione del Piano all’Autorità sarebbe il 15 maggio 2019 in caso l’avvio del piano fosse fissato al 2020).

Nelle more dell’avvio dei piani di sostituzione, che per ora non sono obbligatori, l’Autorità, con la Delibera 646/2016/R/eel, ha stabilito le modalità di riconoscimento degli investimenti in misuratori 1G per il 2017, poi estese con Delibera 882/2017/R/eel anche all’anno 2018, limitando il costo unitario riconosciuto per questi anni al 105% del costo unitario dei misuratori 1G per l’anno 2015. Ad oggi non è ancora stato definito il metodo per il riconoscimento degli investimenti in misuratori 2G, effettuati al di fuori del piano di sostituzione e relativi alla “gestione utenza ordinaria” tenuto conto della cessazione della produzione di misuratori 1G nel corso nel 2017.

Riforme tariffarie (tariffe di rete e oneri generali di sistema) per utenti domestici e non domestici

Dal 1° gennaio 2017 i corrispettivi tariffari per i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) hanno assunto una struttura trinomica, denominata TD, per tutti i clienti domestici, indipendentemente dalla residenza anagrafica, eliminando così ogni progressività, secondo un principio di aderenza ai costi.

Le condizioni di residenza anagrafica rilevano esclusivamente ai fini dell’applicazione degli oneri generali di sistema e della componente DISP BT. Fatta salva questa differenza, anche i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema sono stati ridefiniti al fine di smorzare l’effetto di progressività rispetto ai consumi e di limitare il numero degli scaglioni annui, fino ad eliminarli del tutto a partire da gennaio 2019 per gli utenti domestici e a partire da gennaio 2018 per i non domestici.

La Delibera 481/17/R/eel ha definito la nuova struttura degli oneri generali di sistema e prevede:

- due raggruppamenti di oneri, rispettivamente gli “oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione” (ASOS) e i “rimanenti oneri” (ARIM);
- che per tali raggruppamenti la struttura tariffaria sia trinomica, ossia caratterizzata da:
 - una quota fissa espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno;
 - una quota potenza espressa in centesimi di euro/kW per anno⁽⁴⁾;
 - una quota variabile espressa in centesimi di euro/kWh;

⁴ Ai fini dell’applicazione della quota potenza il riferimento è alla definizione di potenza utilizzata per la determinazione delle tariffe di rete come definita dal Testo Integrato delle disposizioni per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica (TIT), ossia come potenza contrattualmente impegnata ove consentito o, per tutti gli altri casi, come il valore massimo della potenza prelevata nel mese.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

- che la struttura del raggruppamento “ASOS” possa essere differenziata tra clienti energivori e clienti agevolati suddivisi per classi di agevolazioni, come definito dalla Delibera 922/2017/R/eel in attuazione del meccanismo di agevolazione alle imprese a forte consumo di energia elettrica disciplinato dal DM MiSE 21 dicembre 2017.

La Delibera 922/2017/R/eel ha definito per la componente ASOS una struttura tariffaria determinata da una combinazione lineare tra una tariffa trinomina (con incidenza del 25%) a sua volta determinata (come per gli oneri ARIM) in proporzione alle tariffe dei servizi di rete, e un'aliquota *flat* uniforme in centesimi di euro/kWh (con incidenza del 75%), non differenziata per livelli di tensione.

Codice di Rete (CADE) e oneri generali di sistema (OGS)

L'articolo 3, comma 11, del D.Lgs. n. 79/99 prevede che l'esazione del gettito necessario alla copertura degli OGS avvenga mediante un incremento del corrispettivo tariffario per l'accesso alla rete. Le modalità di esazione sono definite dagli artt. 40 e seguenti del Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT) e prevedono che distributore versi a CSEA/GSE gli OGS riscossi dai venditori presso i clienti finali (in entrambi i casi a prescindere dall'effettivo pagamento).

Il TAR Lombardia, in accoglimento di ricorsi presentati da alcuni venditori, ha dichiarato illegittima la Delibera 268/2015/R/eel (CADE - Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica) nella parte in cui prevede che le garanzie che i venditori sono tenuti a prestare al distributore debbano coprire gli OGS oltre ai corrispettivi per il trasporto. Tale pronuncia ha chiarito che sono i clienti finali i soggetti della filiera elettrica obbligati, dal punto di vista giuridico ed economico, a sostenere gli OGS, evidenziando l'assenza di norme che prevedessero la traslazione in capo ai venditori dell'obbligazione gravante sui clienti finali e non riconoscendo in questo ambito all'Autorità un potere di eterointegrazione dei contratti tra distributore e venditore.

L'Autorità ha appellato la sentenza ed è intervenuta transitoriamente con la Delibera 109/2017/R/eel riducendo la quantificazione delle garanzie ed avviando un procedimento finalizzato ad individuare meccanismi volti a riconoscere un'adeguata compensazione ai venditori e ai distributori dell'eventuale mancato incasso delle componenti tariffarie a copertura degli OGS. Con il DCO 597/2017/R/eel ha, infatti, illustrato alcune proposte per la riforma sia della disciplina inerente la prestazione delle garanzie sia della gestione/esazione degli OGS analoga a quella adottata per il Canone RAI, prospettando, infine, meccanismi di reintegro per i distributori rispetto agli OGS comunque versati a CSEA/GSE ma non incassati dai venditori.

La sentenza del Consiglio di Stato n. 5620/2017 del 30 novembre 2017 ha rigettato l'appello dell'Autorità confermando l'annullamento della Delibera 268/2015/R/eel ed implicitamente “confermando” la piena vigenza della Delibera 109/2017/R/eel.

Testo Integrato Fatturazione (TIF)

Con la Delibera 463/2016/R/com, come modificata dalla Delibera 738/2016/R/com in seguito alle istanze degli operatori e delle loro associazioni, l'Autorità ha approvato:

- a. Il Testo Integrato Fatturazione (TIF) che definisce le disposizioni sulla fatturazione di periodo del servizio di vendita al dettaglio ai clienti finali di energia elettrica e gas, integrandole con le disposizioni sulla fatturazione di chiusura (già definite dalla Delibera 100/2016/R/com);
- b. Interventi specifici, sia inerenti la misura e la disciplina della rateizzazione, sia finalizzati a rendere coerenti le attuali previsioni regolatorie alla nuova disciplina del TIF. In particolare, con riferimento al servizio di distribuzione elettrica, esso dispone l'incremento della periodicità di rilevazione dei dati di misura per i contatori monorari elettrici non telegestiti, definisce un obbligo di codifica delle ragioni della mancata rilevazione della lettura, al fine di accertare le modalità di svolgimento del servizio da parte dei distributori, e infine introduce indennizzi a favore dei clienti finali in caso di ritardo nella messa a disposizione dei dati di misura. In particolare, è stato introdotto uno specifico indennizzo pari a 10 euro in caso di mancata messa a disposizione da parte del distributore elettrico, per due mesi consecutivi (limitatamente al 2017, il numero di mesi consecutivi oltre il quale è necessario erogare l'indennizzo è stato aumentato a 3), del dato di misura effettivo in caso di punti di prelievo trattati per fasce (art. 17). Gli indennizzi non saranno applicati qualora il mancato rispetto della disciplina sia dovuto a caso fortuito, forza maggiore o per cause imputabili al cliente finale o a terzi, come ad esempio in caso di disturbi sulla rete non di responsabilità del distributore.

Sono in corso ulteriori contatti con gli uffici dell'Autorità per meglio chiarire alcuni aspetti applicativi relativi, in particolare, al campo di applicazione degli indennizzi ed alle cause di esclusione.

Nuova modalità di definizione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati Bianchi (CB) sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali attraverso la realizzazione di interventi di efficienza energetica. Il sistema è stato introdotto dai DM 20 luglio 2004 e s.m.i. e prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria, espressi in tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate (tep). Un certificato equivale ad 1 tep.

I distributori di energia elettrica e gas possono assolvere al proprio obbligo realizzando direttamente progetti di efficienza energetica che diano diritto al rilascio di CB da parte del GSE oppure acquistando sul mercato i CB da altri soggetti che li generano (tipicamente si tratta di *Energy Service Company – ESCO*). L’Autorità definisce le modalità di determinazione e di erogazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori soggetti agli obblighi.

A seguito dell’entrata in vigore del DM MiSE 11 gennaio 2017 recante gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per gli anni 2017-2020 e l’approvazione delle nuove Linee Guida sui CB, e in considerazione degli esiti dell’indagine conoscitiva svolta dallo stesso regolatore sull’andamento anomalo dei prezzi dei CB tra giugno 2016 e marzo 2017, con le Delibere 435/2017/R/efr e 634/2017/R/efr, l’Autorità ha rivisto le regole di determinazione del contributo tariffario stabilendo:

- un contributo di riferimento, in sostituzione del contributo preventivo, che tiene conto della media pesata (sui volumi delle transazioni di mercato e degli accordi bilaterali) dei contributi definitivi dei due anni d’obbligo precedenti, istituendo un transitorio per l’anno d’obbligo 2017 per il quale è prevista l’attribuzione di un peso maggiore al contributo definitivo 2016 rispetto a quello del 2015;
- un prezzo di riferimento rilevante di sessione, $S(t)$, pari al prezzo medio ponderato delle transazioni eseguite durante una sessione di mercato e concluse ad un prezzo compreso nell’intervallo di $\pm 12\%$ rispetto al prezzo di riferimento della sessione precedente (non è stato, pertanto, stabilito un valore massimo in termini assoluti);
- alcune modifiche ai parametri γ e β che definiscono il parametro “ k ” di correlazione tra i valori degli scambi di mercato e il contributo di riferimento. Nel dettaglio, il valore di γ resta invariato per l’anno d’obbligo 2017 e fissato a 4 €/CB a partire dal 2018, mentre il parametro β è aumentato da 0,85 a 0,9;
- l’erogazione al 30 novembre di un acconto pari al contributo definitivo dell’anno precedente, da applicarsi su un limite di CB che possono essere oggetto di consegna da parte dei distributori;
- l’adozione, a partire dai residui dell’anno d’obbligo 2018, del criterio di competenza (al posto del criterio di cassa), per l’erogazione del contributo definitivo. Per i soli recuperi degli obiettivi relativi agli anni d’obbligo 2015, 2016 e 2017 si continua ad applicare il criterio di cassa. Per quanto riguarda i titoli afferenti i residui degli obiettivi degli anni d’obbligo compresi tra il 2018 e il 2020, il criterio di competenza si applica solo a porzioni di essi, in modo progressivo e crescente nel tempo. Le quantità di titoli cui applicare il criterio di competenza verranno quantificate mediante l’applicazione del parametro s (rispettivamente pari a 0,25, 0,5 e 0,75) ai titoli consegnati da parte dei distributori soggetti agli obblighi a valere sulle compensazioni degli anni d’obbligo precedenti. Ai titoli afferenti le porzioni restanti di ciascun residuo si applicherà il criterio di cassa.

La tabella riporta i *target* di risparmio energetico a livello Italia e in capo ai distributori di elettricità e gas per gli anni 2017-2020 definiti dal DM MiSE 11 gennaio 2017.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Esteri

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

		Target Nazionali di risparmio energetico (Mtep/anno)	Target per i distributori di energia elettrica ⁽¹⁾ Milioni di CB	Target per i distributori di gas ⁽¹⁾ Milioni di CB	Target minimo ⁽²⁾ (%)	Periodo per compensare la quota d'obbligo residua ⁽²⁾ (n. anni)
Decreto Ministeriale 28 Dicembre 2012	2013	4,60	3,03	2,48	50%	2
	2014	6,20	3,71	3,04	50%	2
	2015	6,60	4,26	3,49	60%	2
	2016	7,60	5,23	4,28	60%	2
Decreto Ministeriale 11 Gennaio 2017	2017	7,14	2,39	2,95	60%	1
	2018	8,32	2,49	3,08	60%	1
	2019	9,71	2,77	3,43	60%	1
	2020	11,19	3,17	3,92	60%	1

- 1 Soggetti obbligati: distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione.
- 2 Target minimo e periodo di compensazione: il soggetto obbligato che consegue una quota d'obbligo inferiore al 100% ma comunque pari ad almeno il target minimo fissato dal DM (50% o 60%) può compensare la quota residua nel biennio (n+2) o nell'anno successivo (n+1) senza incorrere in sanzioni.

Unareti S.p.A. è il terzo distributore obbligato in Italia per il conseguimento di risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei CB. Al 30 maggio 2017 ha annullato tutto il residuo 2015 (80.336 CB) nonché il 60% dell'obbligo 2016 (ossia 290.937 CB su 484.895 CB).

Il contributo definitivo per l'anno 2016 è stato pari a 191,40 €/CB a fronte di un valore fissato in sede di preventivo pari a 118,37 €/CB. Per l'anno 2017, il contributo di riferimento è pari a 170,29 €/CB. Il valore del contributo annuo 2017 stimato dal GME al 31 dicembre 2017 è pari a 302,48 €/CB.

Servizio Idrico Integrato (SII)

Durata degli affidamenti

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 n. 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 n. 179/12 convertito in Legge n. 221/12 ed integrata dalla Legge 29 luglio 2015, n.115, art. 8, comma 1, gli affidamenti dei servizi effettuati da società quotate e controllate da quotate, quali quelli relativi agli affidamenti in capo ad A2A, resteranno attivi fino alla scadenza naturale prevista per ciascuna di esse sulla base degli atti regolanti il rapporto con i singoli Comuni (l'ultima concessione non scadrà prima del 2100).

Anche in esecuzione delle innovazioni al D.Lgs. n. 152 del 2006 apportate dall'art. 7 del Decreto Legge n. 133/14 e s.m.i., nella seduta del 17 settembre 2015 il Consiglio di Amministrazione dell'Ente di Governo dell'Ambito (EGA) di Brescia, con Delibera n. 14, ha scelto, quale forma di gestione unica del SII nella Provincia di Brescia, la società mista, con il conseguente venir meno (fatte salve le salvaguardie di legge) delle altre diverse forme di gestione presenti sul territorio di competenza.

Con Delibera n. 23 del 30 settembre 2016, l'EGA ha successivamente affidato il SII ad Acque Bresciane S.r.l., società a totale capitale pubblico che presenta ogni presupposto soggettivo e oggettivo per assicurare la piena conformità al modello cosiddetto *in house providing*. E' stabilito, inoltre, che le gestioni d'Ambito, cosiddette aggregate ad A2A Ciclo Idrico S.p.A., affidate ad Acque Bresciane S.r.l. saranno prese in carico dalla società solo a seguito del riconoscimento al gestore uscente del valore residuo di subentro, determinato dall'EGA, ai sensi della Convenzione per la gestione del SII, che dovrà essere perfezionata non oltre il termine del vigente periodo regolatorio (2016-2019).

Con Delibera n. 31 del 29 giugno 2017 il Consiglio Provinciale di Varese ha provveduto a sancire la salvaguardia di ASPEM S.p.A. ossia la sua prosecuzione nelle gestioni del servizio acquedotto fino alla naturale scadenza prevista per ciascuna di esse sulla base degli atti regolanti il rapporto con i singoli Comuni. Conseguentemente è stato modificato ed integrato il Piano d'Ambito nelle sue varie articolazioni e sottoscritta la convenzione di gestione. A seguito di ciò sono stati ritirati i ricorsi in atto da parte della società.

Regime tariffario, aggiornamento biennale e articolazione tariffaria

L'Autorità con Delibera 664/2015/R/idr ha definito i criteri tariffari per il periodo regolatorio 2016-2019 (MTI-2) confermando la regolazione asimmetrica in vigore nel precedente periodo (MTI-1):

- i moltiplicatori tariffari (theta) sono determinati secondo una matrice di 6 schemi sulla base del valore degli OPEX (109 di euro/abitante medio) e del fabbisogno di investimenti (confermato il valore discriminante di 0,5 per il rapporto tra i nuovi investimenti e il valore dei cespiti gestiti);
- i moltiplicatori si applicano alle quote fisse e variabili della tariffa 2015 ma è confermato il meccanismo del «limite massimo di incremento annuale» (cap). I valori dei cap rispetto al MTI-1 si sono ridotti anche se è sempre prevista la possibilità di presentare istanze sovra-cap da parte dell'EGA all'Autorità;
- aggiornamento biennale della RAB e delle componenti di OPEX qualificate aggiornabili;
- aggiornamento biennale per le modifiche relative al calcolo delle componenti degli oneri finanziari: per gli oneri finanziari, in coerenza con i servizi elettrico e gas, è stato introdotto il parametro WRP (Water utility Risk Premium).

Come stabilito dalle linee Guida dell'EGA, A2A Ciclo Idrico S.p.A. dal 1° gennaio 2017 sta procedendo alla fatturazione delle partite tariffarie pregresse definite con Delibera 16/2016 del Consiglio dell'EGA. Contestualmente, ha applicato le tariffe approvate per il 2017 dall'Autorità con Delibera 807/2016/R/idr.

Con Delibera n. 39 del 31 luglio 2017 il Consiglio dell'EGA di Varese ha approvato (a) lo Schema regolatorio tariffario del SII e le tariffe per gli anni 2012-2019 e (b) l'aggiornamento dei corrispettivi relativi agli anni 2010 e 2011 per le gestioni ex-Cipe in accordo alla Delibera 268/2014/R/idr. Le tariffe sono state trasmesse all'Autorità e si è in attesa della loro approvazione.

Con Delibera 918/2017/R/idr l'Autorità ha approvato le procedure per l'aggiornamento biennale (ai sensi dell'art. 8 della Delibera 664/2015/R/idr), delle tariffe del SII per gli anni 2018 e 2019. L'aggiornamento biennale del vincolo ai ricavi del gestore (VRG) e del moltiplicatore tariffario teta (ϑ) sarà effettuato in conformità ai dati contabili e ai parametri monetari da utilizzare ai fini della rideterminazione delle componenti di costo (bilanci 2016 e 2017). Gli aggiornamenti dei parametri hanno riguardato il Water Risk Premium (passato da 1,5% a 1,7%), oltre all'adeguamento dei tassi di inflazione per l'aggiornamento dei costi operativi, dei deflatori degli investimenti fissi lordi, e dell'aliquota t_c per il calcolo degli oneri finanziari e fiscali. La componente a copertura degli oneri finanziari e fiscali si attesta, pertanto, attorno al 5,33%.

Entro il 30 aprile 2018 l'EGA aggiornerà il programma degli interventi, anche con riferimento alle nuove disposizioni in tema di qualità tecnica (Delibera 917/2017/R/idr), il piano degli interventi e la convenzione di gestione al fine di recepire le disposizioni della qualità tecnica.

Allo scopo di armonizzare l'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali su tutto il territorio nazionale, la Delibera 665/2017/R/idr approva il Testo Integrato dei Corrispettivi del Servizio Idrico (TCSI) ed introduce dal 1° gennaio 2018 la tariffa agevolata pro-capite standard oltre che:

- la distinzione tra utenti domestici residenti e non residenti, condominiali e non domestici;
- l'applicazione agli utenti domestici residenti della tariffa pro-capite standard per un periodo transitorio (2018-2022), definita su una famiglia tipo di 3 componenti (con il primo scaglione agevolato pari a 55 mc/a) e di una tariffa pro-capite effettiva (calcolo scaglione agevolato: 18,25 mc/a per componente) solo nel caso di autodichiarazione dell'utente in merito al numero dei componenti il nucleo familiare;
- l'articolazione tariffaria a regime dal 2022 con l'applicazione della tariffa pro-capite effettiva a tutti gli utenti domestici residenti;
- la razionalizzazione delle tipologie tariffarie per gli usi diversi dal domestico;
- l'applicazione di una tariffa trinomia (quota fissa, quota capacità e quota variabile) uniforme a livello nazionale per gli utenti industriali relativa agli scarichi dei reflui autorizzati allo scarico in pubblica fognatura; tale tariffa ha lo scopo di intercettare con la quota variabile la qualità in termini di inquinamento dello scarico, con la quota capacità l'allocazione corretta dei costi di utilizzo della capacità depurativa dell'impianto destinato a ricevere gli scarichi, e con la quota fissa la copertura dei costi amministrativi e di misura;

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

- la valutazione degli effetti della nuova articolazione tariffaria sui ricavi del gestore, prevedendo due verifiche, una ex ante e una ex post.

La procedura di approvazione delle nuove articolazioni, che comunque presenta margini di flessibilità, prevede che l'EGA trasmetta all'Autorità le scelte tariffarie entro il 30 giugno 2018.

Bonus sociale idrico e regolazione della qualità tecnica

Con la Delibera 897/2017/R/idr l'Autorità ha disposto le modalità applicative del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici residenti in condizioni di disagio economico sociale (come da previsione del DPCM 13 ottobre 2016). All'agevolazione potranno accedere tutti i nuclei familiari con Indicatore di situazione economica equivalente (Isee) inferiore a 8.107,50 euro, limite che sale a 20.000 euro con più di 3 figli fiscalmente a carico (condizioni già previste per usufruire del bonus elettrico e gas).

La richiesta va presentata al proprio comune di residenza (o ai Caf delegati dal comune) congiuntamente alla domanda per il bonus elettrico e/o gas, permetterà di usufruire di uno sconto in bolletta pari al costo di 18,25 mc/a per ciascun componente il nucleo familiare. Lo sconto verrà erogato direttamente in bolletta per chi ha un contratto diretto, mentre l'utente indiretto, cioè la famiglia che vive in un condominio e non ha un contratto proprio di fornitura idrica, riceverà il bonus sociale in un'unica soluzione dal gestore con le modalità individuate da quest'ultimo (ad esempio su conto corrente o con assegno circolare non trasferibile).

Potranno automaticamente usufruire del bonus idrico, analogamente a quanto previsto per il bonus elettrico e gas dal D.Lgs. 147/2017 che ha introdotto il Reddito di inclusione, anche i titolari di Carta Acquisti o di Carta Rel.

Gli EGA avranno facoltà di introdurre (o confermare, qualora fosse già previsto) un bonus idrico integrativo su base locale, quale misura di tutela ulteriore rispetto a quella minima prevista a favore degli utenti in condizioni di vulnerabilità economica dalla regolazione di settore, riconoscendo all'utente un ammontare aggiuntivo o ampliando la soglia Isee prevista.

Con Delibera 917/2017/R/idr l'Autorità, in coerenza con gli altri servizi regolati, ha introdotto nel SII la qualità tecnica, prevedendo un approccio graduale a partire dal 1° gennaio 2018. Sono definiti:

- prerequisiti: che rappresentano le condizioni necessarie all'ammissione al meccanismo incentivante associato agli standard generali;
- standard specifici: identificano i parametri di *performance* da garantire nelle prestazioni erogate all'utente e il cui mancato rispetto prevede l'applicazione di indennizzi automatici (ad 30 euro se si supera la durata massima delle sospensioni programmate);
- standard generali riferiti ai servizi acquedotto, fognatura e depurazione e suddivisi in 6 macro-indicatori generali cui sono correlati obiettivi differenziati in funzione dei livelli di *performance* preesistenti. Ogni indicatore ha un proprio percorso evolutivo per raggiungere, in un arco di tempo pluriennale, l'obiettivo finale. Gli indicatori generali prevedono un livello di mantenimento nelle situazioni in cui le gestioni del SII già si collocano al valore obiettivo e un livello di miglioramento per le gestioni che si collocano in posizioni distanti dal valore obiettivo.

L'incentivazione al miglioramento della qualità tecnica prevede un meccanismo premi-penalità e una valutazione multistadio delle *performance* attivato nell'anno 2020 con riferimento alle *performance* 2018 e 2019.

Completano la regolazione della qualità tecnica gli obblighi di monitoraggio, registrazione e comunicazione sia verso l'Autorità, sia verso l'utente. In tema di comunicazione le Carte dei Servizi devono essere aggiornate per recepire la nuova regolazione.

Con Delibera 665/2017/R/idr è stata modificata la Delibera 218/2016/R/idr nella parte in cui prevedeva rigidi obblighi di comunicazione dei tentativi di misura agli utenti, esplicitando la possibilità di utilizzo, nei casi di contatori inaccessibili, della cartellonistica per avvertire gli utenti della possibilità di utilizzare l'autolettura.

DPCM 29 agosto 2016 recante “Disposizioni in materia di contenimento della morosità nel servizio idrico integrato”

Il DPCM 29 agosto 2016, di attuazione degli artt. 60 e 61 del Collegato Ambientale, demanda all’Autorità la definizione di forme di contenimento della morosità, l’accesso al quantitativo minimo vitale di acqua (posto pari a 50 litri/gg per abitante) a tutti gli utenti domestici residenti a tariffa agevolata (quantitativo che dovrà essere garantito anche in caso di morosità) e la definizione dei clienti non disalimentabili.

Con Delibera 638/2016/R/idr l’Autorità ha avviato il procedimento per l’adozione delle direttive volte al contenimento della morosità nel SII.

Con il DCO 603/2017/r/idr l’Autorità propone una procedura uniforme a livello nazionale di comunicazione di costituzione in mora ed eventuale disattivazione della fornitura nei confronti delle utenze disalimentabili con previsione di maggiori tutele per l’utente: tempo minimo di preavviso della sospensione della fornitura 30 giorni solari invece dei 20 previsti dal DPCM 29 aprile 1999. Nella risposta agli spunti di consultazione A2A ha evidenziato anche il tema del mancato pagamento delle fatture relative agli utenti industriali che sono autorizzati allo scarico in pubblica fognatura (utenti idroesigenti non sempre allacciati alla rete dell’acquedotto e per i quali si deve procedere per vie legali). Si è in attesa del secondo DCO.

Decisione del Consiglio di Stato sul metodo tariffario idrico dell’Autorità

A maggio 2017 il Consiglio di Stato, con Decisione n. 02481/2017, ha ribadito la piena validità del metodo tariffario (MTT) con cui l’Autorità nel 2012 ha definito i criteri per le tariffe del SII (e base di partenza per i successivi anni). I giudici amministrativi, respingendo i ricorsi avverso le sentenze del TAR che già avevano affermato la conformità della regolazione alla consultazione popolare del 2011, hanno infatti definitivamente rigettato la tesi per cui l’Autorità, attraverso la propria regolazione tariffaria, avrebbe reintrodotto il criterio “dell’adeguatezza della remunerazione del capitale investito”, eliminato in seguito al referendum.

In particolare la sentenza, resa anche sulla base di una consulenza tecnica d’ufficio richiesta dal Consiglio di Stato ad un collegio terzo di esperti, tra i vari elementi ha ribadito che la metodologia tariffaria adottata dall’Autorità appare in linea con il dettato referendario e con il principio del cd. *full cost recovery*, di per sé pienamente compatibile con l’esito del referendum.

Attività dell’Autorità nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento (telecalore)

Il D.Lgs. n. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/CE sull’efficienza energetica ha attribuito all’Autorità funzioni anche nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento (o anche telecalore) per la predisposizione di provvedimenti in tema di: modalità con cui i gestori rendono pubblici i prezzi della fornitura del calore, allacciamento, disconnessione, nonché in materia di sicurezza, continuità, qualità commerciale, fatturazione dei consumi, anche mediante invio di segnalazioni alle autorità competenti.

Dopo una prima ricognizione nel 2014 (Delibera 411/2014/R/tlr) l’Autorità ha effettuato nel 2015 raccolte dati relative all’istituzione di un’anagrafica degli operatori e alle modalità di determinazione e aggiornamento dei prezzi praticati all’utenza (Delibera 578/2015/R/tlr). A febbraio 2016 A2A Calore & Servizi S.r.l. ha ricevuto richieste di informazioni sui costi dei sistemi di misura e contabilizzazione del calore.

L’art. 9 del D.Lgs. n. 102/2014 ha affidato all’Autorità anche il compito di dare attuazione alle disposizioni in tema di misura, contabilizzazione diretta dei consumi individuali (mediante contatori o ripartitori), fatturazione e informazioni sulla fatturazione, accesso ai dati di consumo per gli edifici allacciati a reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento allo scopo di accrescere la consapevolezza del cliente e modificarne i comportamenti di consumo.

Nel corso del 2017 l’Autorità ha pubblicato:

- a) la Delibera 282/2017/R/tlr relativa al servizio di “sub-fatturazione” e finalizzata ad assicurare la massima trasparenza al cliente finale in merito alle caratteristiche del servizio offerto e ai relativi costi prevedendo contratti di durata annuale, e a salvaguardare la concorrenza nel mercato della fornitura del servizio;

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

*Business Unit
Generazione e
Trading*

*Business Unit
Commerciale*

*Business Unit
Ambiente*

***Business Unit
Reti e Calore***

*Business Unit
Estero*

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

- b) i DCO 112/2017/R/tlr e 378/2017/R/tlr relativi ai criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento e le modalità per l'esercizio da parte dell'utente del diritto di disattivazione della fornitura e di scollegamento dalla rete (a cui ha fatto seguito la Delibera 24/2018/R/tlr);
- c) i DCO 46/2017/R/tlr e 438/2017/R/tlr in merito alle prestazioni connesse all'avvio, alla gestione e alla chiusura del rapporto contrattuale (con cui si propongono standard di qualità contrattuale nei confronti degli utenti);
- d) il DCO 725/2017/R/tlr in merito a primi orientamenti in materia di obblighi di separazione contabile per gli esercenti il servizio di telecalore.

La Delibera 24/2018/R/tlr definisce la regolazione in materia di criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento e di modalità per l'esercizio da parte dell'utente del diritto di disattivazione della fornitura e di scollegamento dalla rete di teleriscaldamento per il periodo di regolamentazione 1° giugno 2018 – 31 dicembre 2020.

In particolare, gli esercenti possono determinare liberamente i corrispettivi di allacciamento nel rispetto di un vincolo di coerenza tra i costi e ricavi, mentre sono introdotti specifici obblighi informativi nei confronti degli utenti – contestualmente al preventivo di allacciamento - circa le condizioni economiche vincolanti di erogazione del servizio, in modo da consentire all'utente una valutazione dell'economicità complessiva del servizio e di assicurare la massima trasparenza sui contenuti e sui costi associati. E' sancita la possibilità dell'utente di recedere dal contratto con un preavviso di trenta giorni, senza il pagamento di alcun corrispettivo o penale. Sono, infine, previsti per gli operatori specifici obblighi di rendicontazione nei confronti dell'Autorità.

I DCO elencati alle precedenti lettere c) e d) non hanno ancora trovato finalizzazione in specifici provvedimenti.

Magazzino dei Certificati Bianchi e nuovi incentivi al teleriscaldamento

Al 31 dicembre 2017 il magazzino presso A2A Calore & Servizi S.r.l. è pari a 346.432 CB.

L'articolo 19-decies della Legge 4 dicembre 2017, n. 172, di conversione del cosiddetto "DL Fiscale", introduce una nuova fattispecie di intervento su unità di cogenerazione che premia l'estensione di reti di teleriscaldamento nell'ambito di sistemi di "teleriscaldamento efficiente". Lo schema di incentivazione cui la norma fa riferimento (e che perciò va ad integrare) è quello previsto dal DM 5 settembre 2011 relativo all'incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento (CAR) attraverso il rilascio dei titoli di efficienza energetica (DM CAR).

L'articolo 19-decies della Legge definisce, innanzitutto, gli interventi che possono beneficiare degli incentivi su unità di cogenerazione e che possiedono (tutte) le seguenti caratteristiche:

- non si classificano come "rifacimento" ai sensi del DM CAR;
- comportano un incremento della producibilità termica dell'unità di cogenerazione, finalizzato al mantenimento o raggiungimento di una configurazione di sistema di teleriscaldamento efficiente, e
- si abbinano all'estensione della rete di distribuzione del calore, in termini di capacità di trasporto.

Inoltre, la Legge stabilisce che, per i suddetti interventi, il DM CAR troverà applicazione "secondo i valori di rendimento fissati nel regolamento delegato (UE) 2015/2402": questo rappresenta la più recente norma di aggiornamento dei valori di efficienza della produzione "separata" (ossia non in cogenerazione) di elettricità e calore.

La nuova norma dovrà trovare attuazione tramite uno specifico decreto che il MiSE dovrà adottare entro 90 giorni dall'entrata in vigore della Legge di conversione (ossia 90 giorni a partire dal 4 dicembre 2017).

Business Unit Estero

Il Gruppo A2A è presente all'estero sui principali mercati di elettricità e gas, con la produzione e con la distribuzione di energia elettrica nell'area dei Balcani.

Nel gennaio 2016 è stata istituita la *Business Unit Estero*, che si occupa di individuare e sviluppare le iniziative di *business development cross* per il Gruppo, e di coordinare le iniziative gestite dalle Strutture Organizzative che nelle Società si occupano di attività estere. La *Business Unit Estero* coordina le attività svolte dalla partecipata EPCG in relazione alla produzione e vendita di energia elettrica in Montenegro e la gestione tecnica operativa delle relative reti di distribuzione elettrica.

Si sottolinea che per effetto dell'esercizio della *put option* sull'intero pacchetto azionario detenuto da A2A S.p.A. in EPCG, la cui efficacia si è perfezionata in data 3 luglio 2017, la partecipazione nella controllata Montenegrina è stata valutata secondo i dettami dell'IFRS 5. Si rimanda alla sezione "Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio" per i dettagli dell'operazione.

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 emanato un atto regolamentare ("*Decree on the Tariff System for the Establishment of Preferential Prices of Electricity from Renewable Sources of Energy and Efficient Co-generations*"), con il quale ha determinato tariffe incentivanti per l'acquisto di energia elettrica per sostenere la produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). Le Leggi sull'energia del 2010 e del 2016 prevedono misure incentivanti per l'energia prodotta da fonti rinnovabili. I Produttori di energia da FER che si fanno qualificare come Produttori Privilegiati stipulano con l'operatore del mercato (COTEE) dei contratti di vendita (*Power Purchase Agreements*) a prezzo amministrato. Le misure incentivanti consistono in prezzi garantiti, acquisto garantito ed esonero dal costo di dispacciamento per 12 anni.

Nell'ottobre 2012, in base alla Direttiva 2009/28/CE, da parte della Comunità dell'Energia al Montenegro è stato fissato un obiettivo vincolante da raggiungere al 2020. Questo obiettivo definisce una produzione da fonti rinnovabili nel 2020 pari al 33%, sul consumo finale di energia in Montenegro.

Dal mese di aprile è stato avviato l'impianto eolico di Krnovo Green Energy che EPCG ha contrattualizzato fino al riconoscimento ufficiale di Produttore Privilegiato.

Sono stati avviati i lavori del nuovo parco eolico di Mozura, presso Ulcinj, per una capacità a regime di 46 MW.

Tariffe di trasmissione e distribuzione/prezzi di vendita

Il primo periodo regolatorio triennale è iniziato il 1° agosto 2012 ed è terminato a fine 2015, mentre il nuovo periodo regolatorio è iniziato il 1° gennaio 2016, con la decorrenza dell'anno solare.

Alla metà del primo periodo regolatorio triennale, a fine dicembre 2013, la RAE (l'Agenzia di Regolazione) ha inaspettatamente emanato la modifica della metodologia vigente di determinazione del ricavo regolatorio del gestore del sistema di trasmissione. Con la metodologia sopra citata è stato introdotto il corrispettivo pagato dai produttori allacciati al sistema di trasmissione. La prima decisione della RAE, con la quale è stato determinato relativo corrispettivo in base alla metodologia modificata, è stata emanata il 30 dicembre del 2013, con l'applicazione dal 1° gennaio 2014 al 31 luglio 2015, e la quale è stata successivamente prorogata fino alla fine del 2015.

EPCG ha presentato ricorso per l'annullamento della decisione di cui trattasi, 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. Il ricorso è stato in prima istanza accolto, e poi il gestore del sistema di trasmissione (CGES), in un nuovo processo, ha emanato una nuova decisione, comprendente gli stessi importi dei corrispettivi, la quale è stata approvata dalla RAE all'inizio dell'agosto 2014. La nuova decisione è stata impugnata dall'EPCG presso le sedi competenti. Il Tribunale amministrativo ha respinto il ricorso dell'EPCG, mentre è in attesa la decisione sul ricorso di EPCG, da parte della Corte costituzionale del Montenegro.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
**Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

*Business Unit
Generazione e
Trading*

*Business Unit
Commerciale*

*Business Unit
Ambiente*

***Business Unit
Reti e Calore***

***Business Unit
Estero***

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Alla fine del 2015 la RAE ha determinato le tariffe per un nuovo periodo regolatorio transitorio della durata di 1 anno, a partire dal 1° gennaio 2016 fino al 31 dicembre 2016. Il livello delle tariffe regolate, per i clienti domestici, ha previsto una riduzione di circa l'1%.

Si segnala che nel gennaio 2016 è entrata in vigore la nuova Legge sull'energia che ha stabilito le tariffe per il 2017 ed un *framework* regolatorio per il triennio 2017-2019. Le modifiche legislative rispetto alla precedente Legge sull'energia impattano notevolmente sul funzionamento di EPCG – FU Supply e impattano positivamente i ricavi di EPCG, in quanto le tariffe per l'attività di distribuzione, sebbene in diminuzione nel 2017 del 5% rispetto al valore del 2016, risultano essere in crescita di circa il 3% all'anno nel periodo 2017-2019. Si consideri che tale incremento è stato già approvato dall'Autorità competente (Regulatornoj agenciji za energetiku – "RAE") e che il *framework* regolatorio prevede eventuali incrementi tariffari fino al 7%. Tale decisione della RAE consente al *management* di EPCG di avere visibilità degli andamenti tariffari a lungo termine.

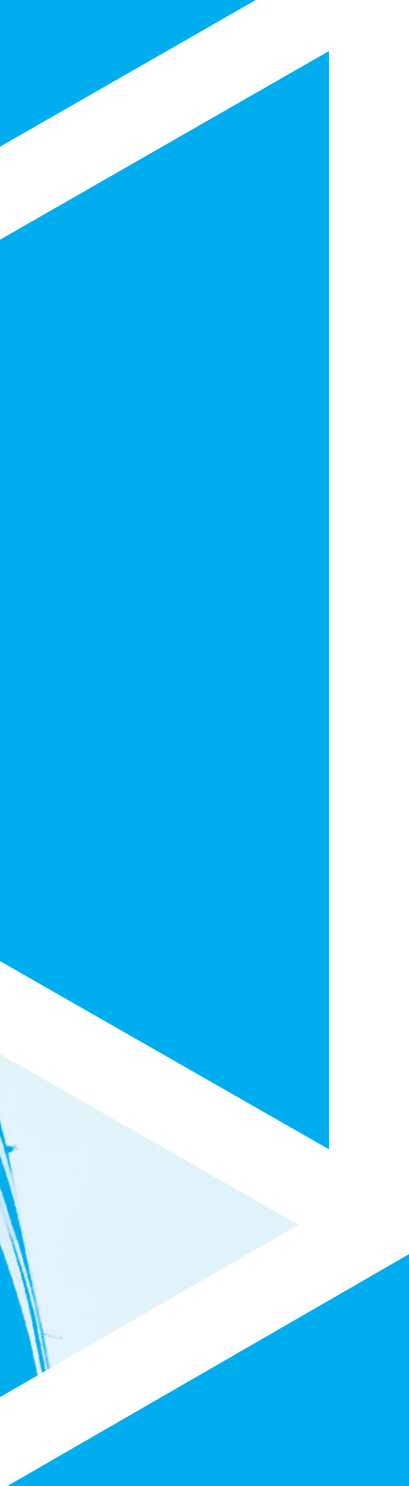
Con la nuova legge si abolisce, dal 1° gennaio 2017, il ruolo del fornitore pubblico e, pertanto, EPCG diventa fornitore di mercato. Inoltre, il prezzo dell'energia elettrica, per gli utenti industriali, è stabilito in base alle condizioni di mercato, mentre, per le utenze domestiche e piccole utenze, sono stati stabiliti *cap* annuali relativi all'aumento del prezzo dell'energia elettrica almeno in vigore fino a quando si svilupperà maggiore concorrenza nel settore e comunque non oltre il 2019.

La RAE ha aggiornato le tariffe di vendita dell'elettricità (quota energia) a partire da gennaio 2018 incrementandole mediamente del 6%. Il nuovo prezzo per i clienti residenziali è pari a 40,27 €/MWh mentre quello per gli altri clienti ancora soggetti a tariffa è pari a 42,39 €/MWh.

Mercato elettrico

E' stato formalizzato l'accordo tra l'operatore di mercato EPCG, il gestore della rete CGES e il gestore del mercato COTEE per la costituzione del Mercato Elettrico Montenegro.

Nel mese di dicembre l'Autorità energetica montenegrina (RAE) ha siglato un accordo con l'Agenzia di Cooperazione dei Regolatori Energetici (ACER) per la partecipazione ai gruppi di lavoro europei coordinati da ACER.



4

Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

La sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo A2A presenta come dato di confronto il 31 dicembre 2016 *Restated* per effetto della conclusione del processo di *Purchase Price Allocation* relativa all’acquisizione del Gruppo LGH; i dati economici di seguito presentati e il valore di confronto al 31 dicembre 2016 (*Reported*) risultano comprensivi delle poste di bilancio relative al Gruppo EPCG.

Si segnala, inoltre, che i dati economici al 31 dicembre 2017 recepiscono il consolidamento integrale dell’intero esercizio del Gruppo LGH, del Gruppo RI.ECO-RESMAL e della società Consul System S.p.A. che nell’esercizio 2016 sono state consolidate a partire dal secondo semestre.

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 31 dicembre 2017, confrontati con l’esercizio precedente.

<i>milioni di euro</i>	01 01 2017 31 12 2017 <i>Reported</i>	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated Reported</i>	Variazioni
Ricavi	5.910	5.093	817
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	5.704	4.813	891
- Altri ricavi operativi	206	280	(74)
Costi operativi	(4.043)	(3.221)	(822)
Costi per il personale	(656)	(641)	(15)
Margine operativo lordo	1.211	1.231	(20)
Ammortamenti e svalutazioni	(458)	(675)	217
Accantonamenti	(47)	(83)	36
Risultato operativo netto	706	473	233
Risultato da transazioni non ricorrenti	1	56	(55)
Oneri netti di gestione finanziaria	(223)	(154)	(69)
Quota di risultato di società consolidate ad <i>equity</i>	5	(3)	8
Risultato da cessione di altre partecipazioni	-	-	-
Risultato al lordo delle imposte	489	372	117
Oneri per imposte sui redditi	(192)	(120)	(72)
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	297	252	45
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	1	2	(1)
Risultato di pertinenza di terzi	(5)	(22)	17
Risultato d’esercizio di pertinenza del Gruppo	293	232	61

Nel 2017, i “Ricavi” del Gruppo A2A, sono risultati pari a 5.910 milioni di euro, in aumento di 817 milioni di euro rispetto all’anno precedente (+16%). All’incremento dei ricavi hanno contribuito per circa il 30% il consolidamento del Gruppo LGH, le società acquisite nel secondo semestre del 2016 e nel 2017, nonché le società il cui metodo di consolidamento è variato nel corso dell’esercizio corrente. Al netto di tale contributo, l’aumento dei ricavi (+11%) è prevalentemente riconducibile ai maggiori ricavi di vendita di energia elettrica e gas sui mercati all’ingrosso e di vendita di energia elettrica su Ipx, a seguito dei maggiori volumi intermediati e dei prezzi crescenti registrati nell’anno in corso rispetto al 2016.

Il “**Margine Operativo Lordo**” si attesta a 1.211 milioni di euro, in diminuzione di 20 milioni di euro rispetto al 2016 (-1,6%), di cui -57 milioni di euro derivanti dal deconsolidamento di EPCG dal 1° luglio 2017.

Al netto delle partite non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (129 milioni di euro nel 2016; 64 milioni di euro nel 2017) e del risultato di EPCG (69 milioni di euro nel 2016; 12 milioni di euro nel 2017), il Gruppo evidenzia nel 2017 un Margine Operativo Lordo Ordinario in crescita di 102 milioni di euro rispetto al 2016 (+10%).

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

<i>milioni di euro</i>	31 12 2017 Reported	31 12 2016 Restated Reported	Delta	Delta %
Generazione e <i>Trading</i>	356	404	(48)	(11,9%)
Commerciale	159	144	15	10,4%
Ambiente	261	240	21	8,8%
Reti e Calore	448	397	51	12,8%
Estero	12	69	(57)	(82,6%)
A2A Smart City	7	6	1	16,7%
<i>Corporate</i>	(32)	(29)	(3)	(10,3%)
Totale	1.211	1.231	(20)	(1,6%)

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* è risultato pari a 356 milioni di euro, in riduzione di 48 milioni di euro rispetto all’anno precedente.

Al netto delle partite non ricorrenti - in riduzione di circa 49 milioni di euro rispetto al 2016 - il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* risulta sostanzialmente allineato a quello dell’anno precedente (+1 milione di euro). Lo scenario dell’anno ha favorito gli impianti CCGT che hanno registrato un consistente aumento di ore di produzione, sia sul mercato MGP che MSD a scapito delle produzioni idroelettriche penalizzate da una scarsa idraulicità e dalla conclusione a fine 2016 del meccanismo incentivante (*feed-in tariff*) per alcuni impianti della Valtellina.

Nella *Business Unit* Commerciale il Margine Operativo Lordo si è attestato a 159 milioni di euro, in crescita di 15 milioni di euro – 18 milioni di euro al netto delle partite non ricorrenti – rispetto all’esercizio precedente, grazie all’apporto derivante dai margini dei comparti energia elettrica e gas e al contributo del consolidamento del Gruppo LGH.

I due comparti hanno beneficiato soprattutto dell’acquisizione dei nuovi clienti a mercato libero e dei maggiori volumi venduti sul mercato libero gas. Tale andamento è stato in parte compensato da una perdita di marginalità legata alla diminuzione dei clienti in maggior tutela e dalla pressione sui margini unitari del mercato libero determinata anche, soprattutto con riferimento al segmento BtB, dai rilevanti oneri per sbilanciamenti del mercato elettrico.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Ambiente è risultato pari a 261 milioni di euro, in crescita di 21 milioni di euro rispetto all’anno precedente.

Alla crescita della marginalità dell’esercizio in esame ha contribuito il comparto di smaltimento e trattamento rifiuti e in particolare:

- i risultati del Gruppo LGH e delle nuove società acquisite RI.ECO-RESMAL;
- la buona *performance* dell’attività di smaltimento dei rifiuti assimilabili agli urbani, riconducibile principalmente alla positiva dinamica dei prezzi;
- i maggiori conferimenti presso la discarica di lotti inertizzati di Corteolona. L’attività, sospesa nel corso del 2016 per analisi ambientali sulla falda acquifera, è ripresa a seguito della decisione da parte dell’Arpa di escludere la discarica dal perimetro dell’area di bonifica.

Nel comparto della raccolta il contributo del Gruppo LGH pari a circa 6 milioni di euro ha quasi totalmente riassorbito la perdita di marginalità registrata nelle altre aree territoriali di riferimento.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
**Risultati
consolidati e
andamento
della gestione**

Sintesi
economica,
patrimoniale e
finanziaria

Eventi di rilievo
nel corso
dell’esercizio

Eventi di rilievo
successivi al 31
dicembre 2017

Evoluzione
prevedibile
della gestione

Proposta di
destinazione
del risultato
dell’esercizio al
31 dicembre 2017
e distribuzione
del dividendo

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore è risultato pari a 448 milioni di euro, in crescita di 51 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Al netto di partite di reddito non ricorrenti (-9 milioni di euro) che hanno riguardato sia il 2017 (34 milioni di euro, di cui 30 milioni di euro di titoli di efficienza energetica riconosciuti per progetti effettuati negli anni precedenti) sia l'anno precedente (43 milioni di euro, di cui 51 milioni di euro per il riconoscimento ad A2A Ciclo Idrico S.p.A. di aumenti tariffari relativi agli esercizi 2007-2011), il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore risulta in crescita di 60 milioni di euro rispetto al 2016.

Tale andamento è principalmente riconducibile a:

- maggiori margini relativi alle attività di teleriscaldamento e gestione calore per circa 8 milioni di euro riconducibili alle maggiori quantità di calore venduto sia per lo sviluppo commerciale sia per le basse temperature registrate mediamente nel 2017 rispetto all'anno precedente e ad uno scenario più favorevole (prezzi del calore correlati al prezzo crescente del gas e incremento dei prezzi di energia elettrica da cogenerazione);
- maggiori ricavi per l'ottimizzazione sul portafoglio dei certificati bianchi per 5 milioni di euro;
- crescita di marginalità relativa al servizio acquedotto, depurazione e fognatura per circa 11 milioni di euro a seguito degli incrementi tariffari riconosciuti dall'ARERA e dell'aumento delle quantità distribuite;
- riduzione dei costi fissi di *Business Unit* per circa 10 milioni di euro grazie ad efficienze operative e a maggiori capitalizzazioni;
- variazioni di perimetro nell'area di consolidamento che hanno inciso positivamente sul margine per complessivi 26 milioni di euro (LGH, Consul System e ASVT).

La *Business Unit* Estero include i risultati del Gruppo EPCG sino al consolidamento integrale della partecipazione (30 giugno 2017). A seguito della decisione del 3 luglio 2017 del *management* di A2A di esercitare la *put option* di vendita sull'intero pacchetto azionario, la partecipazione in EPCG, detenuta al 41,75% da A2A S.p.A., è stata riclassificata tra le "Attività non correnti destinate alla vendita" in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5.

Il Margine Operativo Lordo, allineato quindi a quello della semestrale 2017, risulta pari a 12 milioni di euro (69 milioni di euro al 31 dicembre 2016), in diminuzione di 57 milioni di euro, di cui 23 milioni di euro per minore marginalità registrata nel primo semestre e 34 milioni di euro per il mancato apporto nel secondo semestre dell'anno in corso.

A2A Smart City ha registrato nel 2017 un Margine Operativo Lordo pari a 7 milioni di euro, in aumento di circa 1 milione di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli "**Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni**" ammontano complessivamente a 505 milioni di euro (758 milioni di euro al 31 dicembre 2016), di cui: 424 milioni di euro relativi agli ammortamenti dell'esercizio (435 milioni di euro nell'esercizio di confronto); accantonamenti per rischi e svalutazione crediti per 47 milioni di euro (83 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e svalutazioni nette di immobilizzazioni per 34 milioni di euro (240 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Rispettivamente i contributi di EPCG risultano: 13 milioni di euro di ammortamenti delle immobilizzazioni materiali ed immateriali (27 milioni di euro al 31 dicembre 2016); 3 milioni di euro di accantonamenti per rischi e svalutazione crediti (12 milioni di euro al 31 dicembre 2016); le svalutazioni nette di immobilizzazioni non presentano, invece, alcun valore nei due esercizi presentati.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 72 milioni di euro (56 milioni di euro al 31 dicembre 2016). La voce rileva un incremento per 16 milioni di euro, riferibile principalmente al consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016 e nel 2017 per 11 milioni di euro e all'implementazione di sistemi informativi per 4 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali sono pari a 352 milioni di euro e presentano un decremento di 27 milioni di euro rispetto al precedente esercizio relativo principalmente a:

- maggiori ammortamenti conseguenti il consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016 e nel 2017 per 22 milioni di euro;
- maggiori ammortamenti, per 7 milioni di euro, riferiti principalmente agli investimenti entrati in funzione successivamente al 31 dicembre 2016;

- minori ammortamenti, per 26 milioni di euro, conseguenti le svalutazioni degli *assets* effettuate al 31 dicembre 2016;
- minori ammortamenti, per 13 milioni di euro, relativi alla centrale di San Filippo del Mela, il cui valore è stato ripristinato al 31 dicembre 2016 conseguentemente alla stipula di un nuovo contratto in regime di essenzialità con Terna;
- minori ammortamenti, per 13 milioni di euro, derivanti dalla variazione del metodo di consolidamento di EPCG a seguito della decisione del 3 luglio 2017 del *management* di A2A di esercitare la *put option* di vendita sull'intero pacchetto azionario detenuto.

Le “svalutazioni di immobilizzazioni” ammontano a 34 milioni di euro (240 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e si riferiscono alla svalutazione dell'avviamento relativo alla CGU “A2A Reti Elettriche”. Nell'esercizio 2016 si era proceduto a svalutare per 202 milioni di euro l'impianto termoelettrico di Monfalcone, per 68 milioni di euro le centrali CCGT di Gissi e Piacenza e per 21 milioni di euro l'avviamento allocato alla CGU “Reti Elettriche”. Inoltre era stato effettuato il ripristino del valore dell'impianto di San Filippo del Mela per 51 milioni di euro.

Gli “Accantonamenti per rischi” sono pari a 12 milioni di euro (61 milioni di euro al 31 dicembre 2016), dovuti agli accantonamenti dell'esercizio per 35 milioni di euro, rettificati dalle eccedenze per 23 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere.

Gli accantonamenti dell'esercizio hanno riguardato per 7 milioni di euro accantonamenti per canoni idroelettrici, per 3 milioni di euro accantonamenti ad altri fondi rischi relativi ad EPCG, per 7 milioni di euro accantonamenti per fondi cause legali e contenziosi del personale, per 5 milioni di euro accantonamenti a fondi fiscali, per 3 milioni di euro accantonamenti a fondi spese chiusura e post-chiusura su discariche, per 6 milioni di euro accantonamenti a fondi *decommissioning* e per 4 milioni di euro accantonamenti diversi. Le eccedenze di fondi rischi ammontano a 23 milioni di euro.

L'“Accantonamento per rischi su crediti” presenta un valore di 35 milioni di euro, di cui 9 milioni di euro legati ad uno specifico cliente della distribuzione (22 milioni di euro al 31 dicembre 2016), registrando un incremento di 13 milioni di euro.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il “**Risultato Operativo Netto**” risulta pari a 706 milioni di euro (473 milioni di euro al 31 dicembre 2016), in aumento di 233 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

Il “**Risultato da transazioni non ricorrenti**” risulta positivo per 1 milione di euro. Al 31 dicembre 2016 risultava positivo per 56 milioni di euro ed era relativo principalmente alla scissione del cosiddetto “Ramo Cellina” di Edipower S.p.A. a favore di Cellina Energy S.r.l. che ha avuto efficacia dal 1° gennaio 2016 a seguito dell'atto di scissione stipulato tra le parti in data 28 dicembre 2015.

Gli “**Oneri netti della gestione finanziaria**” sono risultati pari a 223 milioni di euro (154 milioni di euro al 31 dicembre 2016) di cui 23 milioni di euro riferiti al consolidamento delle società acquisite nel secondo semestre 2016 e nel 2017.

L'incremento dell'esercizio pari a 69 milioni di euro è riconducibile principalmente alla svalutazione della partecipazione in EPCG conseguente all'esercizio da parte del Gruppo della *put option* di vendita. Si è proceduto pertanto a valutare a *fair value* la partecipazione della società, che ha comportato l'iscrizione di una svalutazione per 60 milioni di euro, oltre ad oneri di attualizzazione per 26 milioni di euro quale effetto dell'attualizzazione del valore della partecipazione che il Gruppo A2A incasserà in 7 anni a partire dal mese di maggio 2018.

L'attualizzazione è stata effettuata utilizzando i tassi corrispondenti ai titoli di stato montenegrini contratti in euro con analoghe scadenze.

La “**Quota di risultato di società consolidate ad equity**” risulta positiva per 5 milioni di euro (negativa per 3 milioni di euro al 31 dicembre 2016) ed è riconducibile principalmente alle valutazioni positive della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A. e di altre partecipazioni minori.

Gli “**Oneri per imposte sui redditi**” nell'esercizio in esame sono risultati pari a 192 milioni di euro (120 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Il “**Risultato netto da attività operative cessate**” risulta pari a 1 milione di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e si riferisce al provento derivante dalla vendita della società Bellisolina S.r.l.

Il “**Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo**”, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti, è risultato positivo e pari a 293 milioni di euro (positivo per 232 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
**Risultati
consolidati e
andamento
della gestione**

*Sintesi
economica,
patrimoniale e
finanziaria*

*Eventi di rilievo
nel corso
dell'esercizio*

*Eventi di rilievo
successivi al 31
dicembre 2017*

*Evoluzione
prevedibile
della gestione*

*Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2017
e distribuzione
del dividendo*

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Situazione patrimoniale e finanziaria

Il Gruppo A2A, nel primo semestre 2017, ha completato la *Purchase Price Allocation* (PPA) conseguente all'acquisizione del 51% del Gruppo LGH.

La PPA è stata applicata ai dati di primo consolidamento al 31 luglio 2016 riflettendo gli effetti patrimoniali dell'operazione sui dati al 31 dicembre 2016.

Per maggiori dettagli sull'operazione e dei conseguenti effetti sui dati al 31 dicembre 2016 pubblicati si rimanda alla nota 3 (Operazioni IFRS 3 *Revised*) del paragrafo "Altre Informazioni" presente nella nota integrativa del Bilancio consolidato 2017. Per effetto del processo di PPA i dati di confronto al 31 dicembre 2016 presentati sono *Restated*.

Capitale Immobilizzato netto

Il "**Capitale immobilizzato netto**", è pari a 5.780 milioni di euro, in diminuzione di 356 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016.

Le variazioni intervenute sono di seguito dettagliate:

- le Immobilizzazioni materiali presentano una riduzione di 523 milioni di euro a seguito di:
 - incremento per 80 milioni di euro relativo al primo consolidamento delle società del mondo "Rinnovabili", LumEnergia, Patavina e Azienda Servizi Valtrompia;
 - decremento per 559 milioni di euro dovuto alla variazione del metodo di consolidamento di EPCG, in seguito all'esercizio da parte del Gruppo A2A della *put option* riguardante l'intero pacchetto azionario detenuto da A2A S.p.A., pari al 41,75% della società. Si rimanda al paragrafo "Eventi di rilievo dell'esercizio" riportato nella presente "Relazione sulla gestione" per ulteriori dettagli;
 - investimenti effettuati pari a 306 milioni di euro, essenzialmente nella *Business Unit* Reti e Calore per 116 milioni di euro, nella *Business Unit* Ambiente per 103 milioni di euro e nella *Business Unit* Generazione e *Trading* per 61 milioni di euro. Si evidenziano poi investimenti pari a circa 26 milioni di euro suddivisi tra *Business Unit* Estero (EPCG), A2A Smart City e *Corporate*;
 - diminuzione per 7 milioni di euro a seguito di smobilizzi avvenuti nell'esercizio al netto del relativo fondo ammortamento;
 - decremento per circa 5 milioni di euro conseguente a riclassificazioni sia positive che negative ad altre poste di bilancio;
 - altre variazioni positive per 14 milioni di euro;
 - ammortamenti dell'esercizio per 352 milioni di euro.
- le Immobilizzazioni immateriali mostrano una variazione in aumento di 159 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 attribuibile:
 - all'incremento per 29 milioni di euro conseguente all'effetto dei primi consolidamenti avvenuti nell'esercizio ed al decremento di 2 milioni di euro dovuto alla variazione del metodo di consolidamento di EPCG;
 - riduzione di 34 milioni di euro per la svalutazione dell'avviamento relativo alla CGU "A2A Reti Elettriche";
 - investimenti per 148 milioni di euro, effettuati essenzialmente nella *Business Unit* Reti e Calore per 115 milioni di euro, nella *Business Unit* Commerciale per 9 milioni di euro, nella *Business Unit* Ambiente per 4 milioni di euro e nelle *Business Units* A2A Smart City, Servizi e *Corporate* e Generazione e *Trading* per altri 20 milioni di euro;
 - incremento complessivo di 50 milioni di euro per altre variazioni dovute: all'aumento dei certificati ambientali del portafoglio industriale (54 milioni di euro) in parte compensato da riclassificazioni negative ad altre poste di bilancio (4 milioni di euro);
 - incremento delle altre immobilizzazioni immateriali per 51 milioni di euro a seguito del completamento delle PPA inerenti le acquisizioni di Consul System S.p.A. (16 milioni di euro) e delle società acquisite da A2A Rinnovabili S.p.A. (35 milioni di euro);
 - decremento di 9 milioni di euro dell'avviamento a seguito della conclusione del processo di PPA di Consul System S.p.A.;

- smobilizzi al netto del fondo ammortamento per 2 milioni di euro;
- decremento per ammortamenti dell'esercizio per 72 milioni di euro.
- Le Partecipazioni e le Altre attività finanziarie non correnti ammontano a 71 milioni di euro, in diminuzione di 9 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 *Restated*. La variazione è riconducibile per 4 milioni di euro al cambio di metodo di consolidamento del Gruppo EPCG, alla valutazione positiva per 5 milioni di euro delle partecipazioni in ACSM – AGAM S.p.A. e di altre partecipazioni minori, al netto della riclassificazione per 7 milioni di euro della partecipazione in Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., consolidata integralmente a partire dal 1° marzo 2017. Ulteriore variazione negativa per 3 milioni di euro dovuta all'incasso di dividendi e altre variazioni.
- le Altre attività e passività non correnti registrano un aumento delle passività non correnti di 35 milioni di euro, principalmente attribuibile al consolidamento dei debiti derivanti dalle nuove acquisizioni 2017;
- le Attività per imposte anticipate pari a 301 milioni di euro, presentano una riduzione di 40 milioni di euro riferibile per 9 milioni di euro all'effetto del completamento della PPA delle acquisizioni portate a termine da A2A Rinnovabili S.p.A. e per 31 milioni di euro all'effetto netto delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate a titolo di IRES e IRAP su variazioni e accantonamenti effettuati esclusivamente ai fini fiscali;
- Fondi rischi, oneri e passività per discariche registrano una variazione in diminuzione per 46 milioni di euro. La movimentazione dell'esercizio è dovuta principalmente a: incremento netto del fondo *decommissioning* per circa 16 milioni di euro in seguito agli effetti dell'aggiornamento della perizia per le centrali di Brindisi e Monfalcone nonché dei tassi di attualizzazione utilizzati per la stima degli oneri futuri di smantellamento e ripristino dei siti; utilizzi di fondi cause legali e personale per circa 43 milioni di euro riferiti al contenzioso con Istituti Previdenziali nonché alla conclusione di un contenzioso in essere della controllata A.S.R.A.B. S.p.A. che non ha comportato esborsi finanziari per il Gruppo; decremento per 18 milioni di euro dovuto alla variazione del metodo di consolidamento di EPCG ed altre variazioni in diminuzione per 1 milione di euro;
- i Benefici a dipendenti presentano una variazione in diminuzione per circa 46 milioni di euro e si riferiscono per 22 milioni di euro alle erogazioni nette dell'anno, al decremento per 13 milioni di euro relativo alla variazione del metodo di consolidamento di EPCG e al decremento netto per 11 milioni di euro riferito alle variazioni attuariali dell'esercizio.

Capitale di Funzionamento

Il "Capitale di funzionamento" ammonta a 235 milioni di euro in riduzione di 43 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 *Restated*. Le variazioni sono di seguito dettagliate:

- le Rimanenze presentano una variazione negativa per 12 milioni di euro conseguente per 16 milioni di euro al cambiamento del metodo di consolidamento di EPCG oltre all'effetto combinato di: 12 milioni di euro di aumento netto delle giacenze di combustibili, diminuzione di 8 milioni di euro per decremento delle rimanenze relative ai certificati ambientali;
- i Crediti commerciali si attestano a 1.671 milioni di euro, in diminuzione di 150 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016. Le variazioni intervenute hanno riguardato per 18 milioni di euro gli effetti netti derivanti dai primi consolidamenti e per 60 milioni di euro la riduzione derivante dal cambio del metodo di consolidamento di EPCG. Al netto degli effetti sopra riportati i crediti commerciali risultano in diminuzione di 108 milioni di euro dovuta a: miglioramento nella gestione del portafoglio clienti per 109 milioni di euro, aumento dei crediti verso il Comune di Milano e di Brescia per 4 milioni di euro, decremento di circa 1 milione di euro dei crediti verso società collegate e diminuzione delle commesse in corso di svolgimento per 2 milioni di euro;
- le Altre attività correnti presentano un saldo pari a 216 milioni di euro, in decremento di 173 milioni di euro rispetto al saldo al 31 dicembre 2016. Al netto dell'effetto dei primi consolidamenti 2017 positivi per 4 milioni di euro e alla variazione del metodo di consolidamento di EPCG negativa per 24 milioni di euro, gli scostamenti sono relativi a: strumenti derivati correnti che presentano un decremento complessivo di 169 milioni di euro dovuto alla variazione della valutazione a *fair value* al termine del periodo considerato nonché alla variazione delle quantità coperte; altri crediti per attività correnti in aumento complessivo di 16 milioni di euro, le cui variazioni risultano essere un aumento di 15 milioni di euro negli anticipi corrisposti a fornitori, una diminuzione di 6 milioni di euro nei crediti tributari e altre variazioni in aumento per 7 milioni di euro;

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
**Risultati
consolidati e
andamento
della gestione**

Sintesi
economica,
patrimoniale e
finanziaria

Eventi di rilievo
nel corso
dell'esercizio

Eventi di rilievo
successivi al 31
dicembre 2017

Evoluzione
prevedibile
della gestione

Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2017
e distribuzione
del dividendo

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

- i Debiti commerciali ammontano a 1.381 milioni di euro e presentano un decremento pari a 3 milioni di euro rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente dovuto alle nuove acquisizioni 2017 per 10 milioni di euro, in contrapposizione ad una variazione negativa per 18 milioni di euro dovuta al cambio di metodo di consolidamento di EPCG. Al netto delle variazioni esposte, si evidenzia un aumento di 5 milioni di euro del saldo della posta di bilancio;
- le Altre passività correnti sono pari a 521 milioni di euro e, presentano una variazione in diminuzione di 223 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016, riferita essenzialmente alla riduzione degli strumenti derivati correnti pari a 167 milioni di euro, relativi alla valorizzazione a *fair value* dei derivati su *commodity* in essere al termine dell'esercizio. Tale diminuzione, unitamente al decremento per 38 milioni di euro dovuto al cambio del metodo di consolidamento di EPCG, al decremento per 30 milioni di euro dei debiti per le componenti tariffarie sull'energia ed al decremento per complessivi 25 milioni di euro dei debiti verso soci terzi, costituisce la variazione in diminuzione della posta di bilancio. Le variazioni in aumento sono relative a: 23 milioni di euro di debiti tributari; 12 milioni di euro di debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali inerenti le componenti tariffarie fatturate e non ancora versate nonché il debito per le perequazioni passive relative sia a esercizi precedenti sia all'esercizio in esame; ulteriori 2 milioni di euro di altre variazioni in aumento;
- le Attività e Passività per imposte correnti risultano a credito per 103 milioni di euro, in aumento di 66 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016.

Le **"Attività destinate alla vendita"** sono pari a 224 milioni di euro e si riferiscono alla partecipazione in EPCG, detenuta al 41,75% da A2A S.p.A., che è stata riclassificata trattandosi di un'operazione di *discontinued operation* in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5, a seguito della decisione del 3 luglio 2017 del *management* di esercitare la *put option* di vendita sull'intero pacchetto azionario. La partecipazione è stata svalutata e attualizzata per complessivi 86 milioni di euro al fine di adeguarne il valore al *fair value*.

Le **"Passività destinate alla vendita"** risultano prive di valore al 31 dicembre 2017, in diminuzione di circa 7 milioni di euro rispetto al dato *Restated* al 31 dicembre 2016 che accoglieva le passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita della società Bellisolina S.r.l. e del Gruppo LGH inerenti il ramo d'azienda connesso all'attività di igiene urbana dell'area lodigiana.

Il **"Capitale investito"** consolidato al 31 dicembre 2017 ammonta a 6.239 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 3.013 milioni di euro, e nella Posizione finanziaria netta per 3.226 milioni di euro.

Patrimonio netto

La movimentazione complessiva del Patrimonio netto è negativa per complessivi 266 milioni di euro. Il risultato d'esercizio ha prodotto un effetto positivo per 299 milioni di euro compensato dall'effetto del consolidamento ad *equity* di EPCG per 420 milioni di euro, dalla distribuzione del dividendo per 153 milioni di euro, nonché alle valutazioni ai sensi degli IAS 32 e 39 per derivati *Cash Flow Hedge* negative per 17 milioni di euro e valutazioni ai sensi IAS 19 positive per 12 milioni di euro. Variazione positiva, inoltre, per 13 milioni di euro dovuta principalmente al consolidamento delle nuove acquisizioni.

La **"Posizione finanziaria netta"** si attesta a 3.226 milioni di euro (3.136 milioni di euro al 31 dicembre 2016). Il flusso di cassa generato nell'esercizio è stato positivo e pari a 226 milioni di euro, dopo il pagamento di dividendi per 153 milioni di euro e investimenti dell'esercizio per 454 milioni di euro.

La variazione di perimetro ha comportato, inoltre, una rettifica negativa della "Posizione finanziaria netta" per complessivi 316 milioni di euro di cui 206 milioni di euro relativi alla variazione del metodo di consolidamento di EPCG e 110 milioni di euro relativi alle nuove acquisizioni effettuate nel 2017.

<i>milioni di euro</i>	31 12 2017	31 12 2016 <i>Restated</i>	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	5.780	6.136	(356)
- Immobilizzazioni materiali	4.606	5.129	(523)
- Immobilizzazioni immateriali	1.863	1.704	159
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	71	80	(9)
- Altre attività/passività non correnti (*)	(117)	(82)	(35)
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	301	341	(40)
- Fondi rischi, oneri e passività per scariche	(625)	(671)	46
- Benefici a dipendenti	(319)	(365)	46
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(47)</i>	<i>(168)</i>	
Capitale di funzionamento	235	278	(43)
- Rimanenze	147	159	(12)
- Crediti commerciali e altre attività correnti (*)	1.887	2.210	(323)
- Debiti commerciali e altre passività correnti (*)	(1.902)	(2.128)	226
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	103	37	66
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(39)</i>	<i>(38)</i>	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	224	1	223
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>224</i>	<i>-</i>	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	6.239	6.415	(176)
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	3.013	3.279	(266)
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	3.488	3.395	93
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(262)	(259)	(3)
Totale Posizione finanziaria netta	3.226	3.136	90
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>29</i>	<i>15</i>	
TOTALE FONTI	6.239	6.415	(176)

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

Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria
Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio
Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2017
Evoluzione prevedibile della gestione
Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2017 e distribuzione del dividendo
5 Analisi dei principali settori di attività
6 Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

<i>milioni di euro</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated</i>
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	(3.136)	(2.897)
Apporto primi consolidamenti	(87)	(382)
Effetto scissione Cellina	-	(38)
Effetto modifica metodo di consolidamento EPCG	(206)	-
Risultato netto (**)	297	196
Ammortamenti (***)	424	429
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	43	252
Risultato da partecipazioni valutate a <i>equity</i>	(5)	3
Svalutazioni di partecipazioni	86	-
Interessi netti di competenza dell'esercizio	139	158
Interessi netti pagati	(115)	(133)
Imposte nette pagate	(192)	(168)
Variazioni delle attività e delle passività (*)	189	90
Flussi finanziari netti da attività operativa	866	827
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(454)	(386)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(23)	(123)
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	-	6
Dividendi incassati da partecipazioni	2	1
Acquisizione azioni proprie	-	-
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(475)	(502)
Free cash flow	391	325
Dividendi pagati dalla capogruppo	(153)	(126)
Dividendi pagati dalle controllate	(2)	(5)
Altre variazioni non monetarie	(24)	(25)
Cash flow da distribuzione dividendi e altre variazioni	(179)	(156)
Variazioni delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	(9)	12
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	(3.226)	(3.136)

(*) Al netto dei saldi con contropartita il Patrimonio netto.
(**) Il risultato netto è esposto al netto delle plusvalenze per cessioni di partecipazioni ove presenti.
(***) Include il valore di EPCG.

Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

A2A Ambiente S.p.A.: perfezionata la cessione della partecipazione in Bellisolina S.r.l.

In data 31 gennaio 2017 A2A Ambiente S.p.A. ha finalizzato la cessione a Ladurner della partecipazione detenuta in Bellisolina S.r.l.. L'operazione era stata resa necessaria in ottemperanza a una prescrizione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a seguito dell'acquisto del 51% del capitale sociale del Gruppo LGH da parte di A2A S.p.A..

A2A S.p.A.: sottoscritto aumento di capitale sociale di Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.

In data 8 marzo 2017 A2A S.p.A. ha sottoscritto integralmente l'aumento del capitale sociale a pagamento pari a 5,8 milioni di euro della società Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., *multiutility* del bresciano specializzata in particolare nei settori acqua, rifiuti e gas; con la sottoscrizione, in seguito alla rinuncia all'esercizio del diritto di opzione da parte di tutti gli altri soci, ha aumentato la propria quota di partecipazione dal 49% al 75%.

I fondi derivanti dalla sottoscrizione saranno destinati ad interventi sul ciclo idrico integrato per il potenziamento dei sistemi di depurazione.

A2A S.p.A.: emissione di prestito obbligazionario

In data 9 marzo 2017 A2A S.p.A., in linea con la strategia finanziaria del Gruppo volta ad allungare la durata media del debito e ad ottimizzare il profilo temporale delle scadenze, ha collocato con successo in *private placement* presso un numero ristretto di investitori qualificati un'emissione obbligazionaria di importo pari a 300 milioni di euro e della durata di sette anni con scadenza marzo 2024, da emettersi a valere sul proprio Programma *Euro Medium Term Notes*.

Le obbligazioni, il cui collocamento è stato curato da Morgan Stanley & Co. International plc, saranno disciplinate dalla legge inglese e avranno le seguenti caratteristiche: cedola annua a tasso fisso pari a 1,25%, prezzo di emissione pari a 99,774% e tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza pari a 1,284%.

A partire dal 16 marzo 2017 le obbligazioni sono state quotate presso il mercato regolamentato della Borsa del Lussemburgo.

Ispezione Centrale di Monfalcone

Nei giorni 8 e 9 marzo 2017, su disposizione della Procura della Repubblica di Gorizia, la Centrale di Monfalcone di A2A Energiefuture S.p.A. è stata oggetto di ispezione nel corso della quale sono stati effettuati rilievi e campionamenti (sul carbone in giacenza, sulle ceneri, sui residui di trattamento dei fumi, sulle emissioni dal camino) e acquisizioni documentali (sui *server* del sistema di monitoraggio delle emissioni, sui formulari di analisi del combustibile, ecc.).

Nel corso dell'ispezione sono stati notificati al capo centrale e a due suoi collaboratori altrettanti avvisi di garanzia in relazione allo svolgimento di indagini per un presunto reato di "inquinamento ambientale" ex art. 452 bis c.p. (reato introdotto dalla Legge n. 68 del 2015 e costituente un "reato presupposto" ai sensi del D.Lgs. 231/2001).

I dipendenti indagati hanno provveduto a nominare i difensori di fiducia.

Successivamente, tra dicembre 2017 e gennaio 2018, la Procura di Gorizia ha proceduto all'acquisizione di ulteriore documentazione presso la centrale. Il procedimento è tuttora nella fase delle indagini preliminari ed occorrerà attendere gli esiti degli accertamenti disposti dalla Procura di Gorizia.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
**Risultati
consolidati e
andamento
della gestione**

*Sintesi
economica,
patrimoniale e
finanziaria*

*Eventi di rilievo
nel corso
dell'esercizio*

*Eventi di rilievo
successivi al 31
dicembre 2017*

*Evoluzione
prevedibile
della gestione*

*Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2017
e distribuzione
del dividendo*

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

A2A S.p.A: Il Consiglio di Amministrazione approva i risultati 2016

In data 3 aprile 2017, il Consiglio di Amministrazione, sotto la presidenza del Prof. Giovanni Valotti, ha approvato il progetto di Bilancio separato e la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 Dicembre 2016.

La realizzazione del piano Strategico 2015 – 2019 (e suoi sviluppi) ha consentito di raggiungere brillanti risultati economico-finanziari:

- Forte crescita del Margine Operativo Lordo che presenta il miglior risultato dalla creazione del Gruppo A2A, pari a 1.231 milioni di euro, e dell'utile netto di Gruppo che si attesta a 224 milioni di euro.
- Crescita del 23% degli investimenti pari a 424 milioni di euro e Posizione Finanziaria Netta, esclusa l'acquisizione di LGH, pari a 2.667 milioni di euro, in riduzione di 230 milioni euro rispetto all'esercizio 2015.
- L'acquisizione del 51% del capitale sociale di Linea Group Holding porta la Posizione Finanziaria Netta complessiva a 3.136 milioni di euro con un indice PFN/Ebitda pari a 2,5X.

A2A S.p.A.: Approvazione piano strategico 2017 – 2021

Il Consiglio di Amministrazione, in data 3 aprile 2017, ha esaminato ed approvato il Piano Strategico 2017 – 2021 del Gruppo A2A.

Obiettivo principale viene confermato il ridisegno significativo del portafoglio *“asset”* industriali che consentirà di cogliere reattivamente le crescenti opportunità presentate dal mercato. Verranno, inoltre, proposti su scala industriale progetti già avviati in fase sperimentale nei campi dell'efficienza energetica, innovazione e digitalizzazione.

Vengono confermate, con diversa prioritizzazione, le *“milestone”* introdotte con il precedente piano 2015 – 2019.

Rilancio. Previsti investimenti per circa 2,75 miliardi di euro in 5 anni (+500 milioni di euro rispetto al precedente Piano Strategico), destinati per circa il 53% alla *“business unit”* reti con focus su partecipazione a bandi di gara di distribuzione gas, sviluppo e mantenimento reti di distribuzione elettrica già esistenti e potenziamento del ciclo idrico integrato. Si prevede di realizzare nel 2021 una marginalità complessiva dell'unità operativa pari a 457 milioni di euro.

Il 25% degli investimenti previsti dal Piano Strategico saranno destinati alla *“business unit”* Ambiente, identificata come area operativa che contribuirà maggiormente alla crescita complessiva del Gruppo. Tali investimenti saranno destinati all'incremento del segmento operativo dedicato all'igiene urbana (+100.000 abitanti all'anno) e all'incremento della quantità di rifiuti trattati (+50% nel 2021 rispetto al 2016). La marginalità complessiva del segmento è prevista in 341 milioni di euro.

Rivisti al rialzo (+150.000 clienti mercato libero), inoltre, gli obiettivi previsti dal precedente Piano Strategico per l'area operativa *“Retail”* grazie alla capitalizzazione della *“partnership”* industriale con il Gruppo LGH e di progetti specifici avviati in questi anni inerenti la vendita di energia elettrica e servizi ad alto valore aggiunto alla clientela diffusa e PMI. Si attende un contributo al Margine Operativo Lordo di Gruppo, nel 2021, pari a 51 milioni di euro.

Ristrutturazione. L'obiettivo di Piano mira alla ricerca di un ruolo attivo nel mercato energetico mediante il completamento della flessibilizzazione del parco impianti, passando da 2 GW a 3,6 GW flessibili, con particolare attenzione agli obiettivi di *“Winter Package”*.

Ridisegno. L'obiettivo è volto al consolidamento e lancio definitivo sul mercato di progetti su temi innovativi come *“Smart City”*, *“Green Economy”* ed efficienza energetica. Rientrano in tali iniziative, il raddoppio dei punti luce a LED fino ad arrivare a 420.000 punti luce installati nel 2021 e sviluppo dell'efficienza energetica grazie all'acquisizione di Consul System, società attiva nel settore dei Titoli di Efficienza Energetica.

Il Gruppo A2A partecipa operativamente, inoltre, al progetto *“Horizon 2020”* denominato *“Sharing Cities”*.

Novità importante è, inoltre, l'avvio della produzione di biometano da FORSU grazie a quattro impianti dedicati che produrranno 20 milioni di metri cubi nel 2021.

A2A S.p.A.: Il Consiglio di Amministrazione approva i dati al 31 marzo 2017

In data 10 maggio 2017, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A., sotto la presidenza del Prof. Giovanni Valotti, ha approvato l'informativa trimestrale al 31 marzo 2017.

Brillanti e sopra le aspettative i risultati approvati.

L'utile netto ordinario si è attestato a 180 milioni di euro, in aumento di 64 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'anno 2016. Il risultato 2016 esclude partite non ricorrenti per 42 milioni di euro derivanti dalla scissione parziale non proporzionale di Edipower in favore di Cellina Energy S.r.l..

Nel periodo, inoltre, generati flussi di cassa positivi per 109 milioni di euro, dopo investimenti per 62 milioni di euro. Posizione finanziaria netta in ulteriore riduzione a 3.027 milioni di euro rispetto ai 3.136 milioni di euro di fine 2016.

I risultati sopra esposti derivano da *performance* in crescita in tutte le *business units* (ad esclusione di EPCG), in particolare della *Business Unit* Generazione e *Trading* che ha saputo beneficiare nel trimestre di un contesto energetico caratterizzato da elevate quotazioni di energia elettrica e gas dovute principalmente al fermo di numerose centrali nucleari francesi unitamente alla forte ondata di freddo.

A2A S.p.A.: Assemblea ordinaria

In data 15 maggio 2017 si è riunita l'Assemblea ordinaria dei Soci, deliberando:

- l'approvazione dell'informativa economico-finanziaria e del bilancio integrato per l'esercizio 2016;
- l'approvazione della proposta del Consiglio di Amministrazione di distribuire un dividendo per azione ordinaria pari a 0,0492 euro da mettere in pagamento dal 24 maggio 2017 (data stacco cedola n. 20 il 22 maggio 2017) e "record date" il 23 maggio 2017;
- voto favorevole sulla prima parte della Relazione sulla Remunerazione;
- l'autorizzazione ad effettuare operazioni di acquisto e disposizione di azioni proprie con le modalità e finalità riportate nel verbale di Assemblea ordinaria del 15 maggio 2017;
- la nomina per tre esercizi, con il meccanismo del voto di lista, del Consiglio di Amministrazione costituito dai seguenti 12 componenti: Giovanni Valotti – Presidente; Alessandra Perrazzelli – Vice Presidente; Luca Camerano; Giovanni Comboni; Enrico Corali; Norberto Rosini; Alessandro Carlo Alvaro Fracassi; Maria Chiara Franceschetti e Gaudiana Giusti (tratti dalla lista presentata congiuntamente dagli azionisti di maggioranza Comune di Brescia e Comune di Milano, titolari complessivamente di una partecipazione pari al 50,000000112% circa del capitale sociale); Giambattista Brivio (tratto dalla lista presentata congiuntamente dagli azionisti di minoranza Valsabbia Investimenti S.p.A., Raff-metal S.p.A. e Comune di Bergamo, titolari di una partecipazione pari all'1,6746% circa del capitale sociale); Luigi De Paoli e Secondina Giulia Ravera (tratti dalla lista presentata congiuntamente da un gruppo di azionisti di minoranza costituito da società di gestione del risparmio ed investitori istituzionali, titolari complessivamente di una partecipazione pari all'1,0648% circa del capitale sociale). I Signori Giambattista Brivio, Enrico Corali, Luigi De Paoli, Alessandro Carlo Alvaro Fracassi, Maria Chiara Franceschetti, Gaudiana Giusti, Alessandra Perrazzelli, Secondina Giulia Ravera e Norberto Rosini hanno dichiarato di possedere i requisiti di indipendenza previsti dall'articolo 148, comma 3, del D.Lgs. 58/98 e dall'articolo 3 del Codice di Autodisciplina. Il Signor Giovanni Comboni ha dichiarato di possedere i requisiti di indipendenza previsti dall'articolo 148, comma 3, del D.Lgs. 58/98;
- il compenso annuo per ciascun Consigliere, pari a 80.000 euro;
- la nomina per tre esercizi, con il meccanismo del voto di lista, del Collegio Sindacale costituito dai seguenti 3 componenti effettivi e 2 componenti supplenti: Maurizio Leonardo Lombardi – Sindaco Effettivo; Chiara Segala – Sindaco Effettivo e Stefano Morri – Sindaco Supplente (tratti dalla lista presentata congiuntamente dagli azionisti di maggioranza Comune di Brescia e Comune di Milano, titolari complessivamente di una partecipazione pari al 50,000000112% circa del capitale sociale); Giacinto Gaetano Sarubbi – Presidente e Sonia Ferrero – Sindaco Supplente (tratti dalla lista presentata congiuntamente da un gruppo di azionisti di minoranza costituito da società di gestione del risparmio ed investitori istituzionali, titolari complessivamente di una partecipazione pari all'1,0648% circa del capitale sociale);
- il compenso annuo spettante al Presidente del Collegio Sindacale e a ciascun Sindaco Effettivo nella misura, rispettivamente, di 130.000 euro e di 80.000 euro.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
**Risultati
consolidati e
andamento
della gestione**

Sintesi
economica,
patrimoniale e
finanziaria

Eventi di rilievo
nel corso
dell'esercizio

Eventi di rilievo
successivi al 31
dicembre 2017

Evoluzione
prevedibile
della gestione

Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2017
e distribuzione
del dividendo

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Nuova flotta elettrica e *hub* dedicato alla ricarica

A2A ha presentato la nuova flotta aziendale elettrica ed un *hub* innovativo dedicato ai sistemi di ricarica.

I veicoli dedicati saranno circa 100 e comporranno l'intera flotta di Unareti, società dedicata ai servizi a reti del Gruppo A2A.

L'*hub* dedicato alle stazioni di ricarica, inaugurato in data 25 luglio 2017, propone un modello innovativo basato sull'efficienza energetica, distinguendo tra ricariche notturne, più lente ed orientate al "power saving", e ricariche diurne, con potenza di 22kW e carica rapida.

A2A si pone, con tale iniziativa, al centro del progetto "Smart City" come interlocutore di pubbliche amministrazioni, società di *car sharing* e case automobilistiche, sempre maggiormente focalizzate sulla mobilità sostenibile.

A2A S.p.A.: Consiglio di Amministrazione

In data 17 maggio 2017, si è riunito, sotto la presidenza del Prof. Giovanni Valotti, il Consiglio di Amministrazione nominato dall'Assemblea degli azionisti del 15 maggio 2017.

Nominato Luca Valerio Camerano quale Amministratore delegato con ampi poteri per la gestione ordinaria ed elaborazione di proposte attinenti la gestione straordinaria; riconosciuto al Presidente poteri nell'ambito dei rapporti con azionisti, istituzioni, autorità, media, relazioni esterne, responsabilità sociale e operazioni straordinarie di aggregazione territoriale.

Valutata positivamente la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dall'art. 148 TUF e dell'art. 3 del Codice di Autodisciplina in capo ai consiglieri non esecutivi ed ai membri effettivi del Collegio Sindacale.

Nominati 3 comitati:

- Comitato Controllo e Rischi: Luigi De Paoli (Presidente), Enrico Corali, Gaudiana Giusti e Giovanni Comboni;
- Comitato per la Remunerazione e le Nomine: Alessandra Perrazzelli (Presidente), Dina Ravera e Norberto Rosini;
- Comitato per la Sostenibilità e il Territorio: Giovanni Valotti (Presidente), Giambattista Brivio, Alessandro Fracassi e Maria Chiara Franceschetti.

A2A consolida il proprio ruolo strategico nel futuro delle città: acquisita la *start-up* Patavina Technologies

In data 1° giugno 2017, A2A, tramite la controllata A2A Smart City S.p.A., ha acquisito Patavina Technologies.

La *start-up* acquisita, *spin off* dell'università di Padova, è attiva nella progettazione *software* e sistemi TLC e favorirà ulteriore slancio alle innovazioni legate alla *Smart City* oltre che all'automazione dei processi di gestione e controllo delle reti.

Costituzione "A2A Security Società Consortile per Azioni"

In data 13 giugno 2017 è stata costituita la società in oggetto avente come scopo la consulenza, progettazione ed assistenza all'implementazione ed installazione di sistemi di *security* per le proprietà dei soci oltre alla vigilanza delle stesse.

A2A Energia S.p.A. sale al 90,45% di LumEnergia S.p.A.

In data 28 giugno 2017, il Consiglio di Amministrazione di A2A Energia S.p.A. ha deliberato l'esercizio del diritto di opzione per l'acquisto del 59% di LumEnergia S.p.A..

L'operazione si è perfezionata in data 31 luglio 2017 con l'acquisizione di una quota azionaria pari al 59,08% della società, in cui già deteneva una partecipazione pari al 33,33% del capitale sociale.

A valle dell'operazione A2A Energia S.p.A. diventa titolare di una partecipazione azionaria pari al 92,41% di LumEnergia S.p.A.. La partecipazione consolidata di Gruppo è pari al 92,70%.

Procedimento penale n. 25597/14 R.G. notizie di reato/Mod. 21 relativo alla ipotizzata “gestione abusiva di rifiuti speciali non pericolosi” da parte di A2A Ambiente S.p.A.

In data 11 luglio 2017 si è venuti a conoscenza che, nell’ambito di una indagine riguardante 33 persone fisiche e 14 diverse persone giuridiche (tra queste, come emerso dall’informazione di garanzia notificata al dipendente, anche A2A Ambiente per responsabilità amministrativa ex D.Lgs. 231/01), un dipendente di A2A Ambiente era indagato per il reato di cui agli artt. 110, 81 cp e 260 D.Lgs. 152/2006 perché “in concorso con altri, in difformità dalle prescrizioni e autorizzazioni” avrebbe “gestito abusivamente, non sottoponendoli alle previste attività di recupero, ingenti quantità di rifiuti speciali non pericolosi” definiti contrattualmente frazione secca tritovagliata ed imballata, provenienti dagli stabilimenti di tritovagliatura di Giugliano e Tufino (NA).

Più precisamente al dipendente è stato contestato di aver omesso di verificare l’accettabilità (previo accertamento delle loro caratteristiche chimico-fisiche come prescritto dall’AIA) dei rifiuti presso il termoutilizzatore di A2A Ambiente di Brescia negli anni 2014 e 2015, “favorendo in tal modo lo smaltimento illecito”

Successivamente, in data 23 settembre 2017 è stato notificato ad A2A Ambiente decreto di fissazione di udienza ai sensi del D.Lgs. 231/01 per decidere sulla richiesta, formulata dal PM, di applicazione di misure cautelari consistenti nel sequestro di beni per un ammontare complessivo di circa 583.000 euro (considerato quale “profitto del reato”) e nella interdizione temporanea dall’esercizio dell’attività.

Allo scopo è stata fissata l’udienza del 9 ottobre 2017 avanti il GIP. In tale udienza sono state esposte le difese della società rappresentandone l’assoluta estraneità rispetto a pretesi comportamenti illeciti ed in data 13 novembre 2017 è stata depositata memoria difensiva in cui si è ribadita l’assoluta infondatezza della richiesta di applicazione di misure interdittive nei confronti di A2A Ambiente per carenza dei presupposti previsti dalla legge.

Con provvedimento in data 27 dicembre 2017, depositato in cancelleria il successivo 28 dicembre, il GIP di Brescia non ha ritenuto sussistenti i presupposti che giustificassero l’adozione di misure cautelari nei confronti di A2A Ambiente ed ha dunque rigettato la richiesta della Procura.

In particolare il GIP ha osservato che A2A Ambiente è da tempo dotata di un articolato modello organizzativo “sulla cui adeguatezza lo stesso Pubblico Ministero non ha formulato specifici rilievi, essendosi limitato a constatare che il dipendente avrebbe operato eludendo i controlli predisposti, circostanza che tuttavia non vale di per sé sola a dimostrare la responsabilità amministrativa dell’ente”. Il GIP ha altresì sottolineato che lo stesso PM ha riscontrato che A2A Ambiente ha rimodulato, in epoca successiva ai fatti, il proprio MOG al fine di meglio prevenire la commissione di illeciti ambientali ed ha ritenuto questa circostanza da valutarsi in modo positivo ai fini del giudicare, così come ha sottolineato che dalle indagini non è emerso alcun concreto vantaggio per A2A Ambiente.

Costituzione Business Unit “Mercato”

In data 4 settembre 2017 è stata costituita la Business Unit Mercato, nuova denominazione della Business Unit Commerciale.

Tale operazione si colloca nel progetto relativo al riassetto delle attività commerciali del Gruppo con finalità di migliorarne l’efficacia attraverso il perseguimento di logiche di customer centricity e di servizi market driven.

La Business Unit Mercato, assumerà la principale responsabilità di gestire e sviluppare le attività di vendita del Gruppo in modalità diretta o in service, di marketing e operative strettamente connesse alle vendite, relative a tutti i segmenti di clientela per le commodity ed i servizi di energia elettrica, gas, efficienza energetica, teleriscaldamento, gestione calore, illuminazione pubblica, e-mobility ed i servizi di TLC e smart city; nonché di gestire progressivamente le attività di post-vendita relative al perimetro secondo un piano di implementazione che tenga conto dei vincoli normativi, infrastrutturali e tecnologici e di gestire le leve abilitanti allo sviluppo delle vendite B2B.

La nuova Business Unit sarà operativa a partire dal 1° gennaio 2018.

Organi sociali

1
Dati di sintesi del Gruppo A2A

2
Scenario e mercato

3
Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A

4
Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Eventi di rilievo nel corso dell’esercizio

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2017

Evoluzione prevedibile della gestione

Proposta di destinazione del risultato dell’esercizio al 31 dicembre 2017 e distribuzione del dividendo

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

A2A S.p.A.: Esercizio della *put option* di vendita per la gestione della società "EPCG"

Nel mese di luglio 2016 il Gruppo A2A e lo Stato del Montenegro avevano raggiunto un accordo per il rinnovo dei nuovi Patti Parasociali per la gestione della società montenegrina EPCG, con durata fino al 31 dicembre 2016 prorogata successivamente, in data 29 marzo 2017, al 30 giugno 2017.

Fino a tutto il 30 giugno 2017 A2A S.p.A. ha avuto diversi contatti con il Governo del Montenegro, inoltratisi fino a tarda serata, al fine di definire i termini tecnici per rinnovare gli accordi, trovando inaspettatamente ed in tutte le circostanze, l'opposizione della controparte, mediante controproposte che miravano a sottrarre ad A2A tutti i diritti della gestione operativa di EPCG.

Pertanto, il 1° luglio 2017, A2A S.p.A., preso atto della sopravvenuta impossibilità di addivenire ad un accordo con il Governo del Montenegro per un'ulteriore proroga dei Patti Parasociali, ha esercitato la *put option* di vendita, la cui efficacia si è perfezionata in data 3 luglio 2017 a seguito della comunicazione dell'esercizio della stessa alla controparte, come stabilito contrattualmente. La *put option* riguarda la cessione dell'intero pacchetto azionario detenuto da A2A S.p.A., pari al 41,75% delle azioni della società, al prezzo già definito tra le parti e pari a 250 milioni di euro. La cessione avverrà in più fasi, ovvero in sette quote equivalenti per ciascuno dei successivi sette anni a partire dal mese di maggio 2018, previo pagamento da parte del Governo del Montenegro del relativo corrispettivo ad ogni scadenza.

Tale decisione ha portato al cambiamento di destinazione della partecipazione in EPCG da investimento in continuità ad attività destinate alla vendita, in ottemperanza a quanto disposto dall' IFRS 5. La partecipazione, in accordo con il principio IAS 36, è stata valutata al minore tra valore di carico e *fair value*, come desumibile dal corrispettivo conseguente all'esercizio della *put option*.

La determinazione del *fair value* al 31 dicembre 2017 delle attività e delle passività ha comportato una svalutazione per complessivi 86 milioni di euro: i) 26 milioni di euro quale effetto dell'attualizzazione delle attività nette che il Gruppo A2A incasserà in 7 anni a partire dal mese di maggio 2018 che conseguentemente sono stati contabilizzati come oneri finanziari e ii) 60 milioni di euro quale svalutazione della partecipazione.

Tale valutazione ha tenuto conto delle considerazioni dettagliatamente indicate in questa relazione nella sezione "Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso - Indagine relativa ai contratti di servizio di EPCG" e delle conseguenti azioni poste in essere dalla Società, finalizzate a ottenere la revoca del provvedimento cautelare di sequestro delle azioni EPCG notificato in data 25 luglio 2017, entro la data definita per l'incasso della prima rata, fissata per il 1° maggio 2018.

In data 29 Settembre 2017 il Tribunale Superiore di Podgorica ha integralmente annullato il provvedimento di sequestro cautelare della partecipazione azionaria di A2A in EPCG, emesso lo scorso 6 luglio.

Costituzione "A2A Rinnovabili S.p.A" ed acquisizione di "13 SPV proprietarie di 34 impianti fotovoltaici"

In data 25 luglio 2017 viene costituita la società A2A Rinnovabili S.p.A. con socio unico A2A S.p.A..

L'operazione si inquadra nelle strategie delineate dal Piano industriale del gruppo che prevede importanti investimenti nella *green economy* ed una progressiva diversificazione del mix di generazione.

A2A Rinnovabili sino al 31 dicembre 2017 ha portato a termine l'acquisizione di 13 SPV, di cui 5 società di progetto passate di mano dal fondo Re Energy per una potenza installata di 17 MW ed una produzione annua di 22,6 GW ed 8 società di progetto acquisite ad ottobre 2017 da Novapower S.p.A. (Gruppo Merloni) che portano a 38,4 MW complessivi il portafoglio fotovoltaico detenuto.

Collocato nuovo *bond* A2A per 300 milioni di euro e lanciato *buyback* su *bond* in scadenza

In data 11 ottobre 2017 A2A ha lanciato con successo l'emissione di un prestito obbligazionario di importo pari a 300 milioni di euro e durata 10 anni, destinato esclusivamente a investitori istituzionali a valere sul proprio Programma *Euro Medium Term Notes*.

A2A ha inoltre lanciato un'offerta per il riacquisto parziale delle obbligazioni con scadenza 2019 e 2021 fino ad un ammontare nominale complessivo di *Notes* esistenti non superiore a 200 milioni di euro.

A2A S.p.A.: Il Consiglio di Amministrazione approva i dati al 30 settembre 2017

In data 13 novembre 2017, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A., sotto la presidenza del Prof. Giovanni Valotti, ha approvato l’informativa trimestrale al 30 settembre 2017.

Soddisfacenti e robusti i risultati dei primi 9 mesi del 2017.

Il margine operativo lordo è pari a 888 milioni di euro, escludendo le poste non ricorrenti l’aumento rispetto a settembre 2016 è del 7%.

L’utile netto ordinario si è attestato a 319 milioni di euro, in aumento del 14% rispetto al medesimo periodo dell’anno 2016.

Nel periodo, inoltre, generati flussi di cassa positivi per 124 milioni di euro, dopo investimenti per 271 milioni di euro e il pagamento di 153 milioni di euro di dividendi. Posizione finanziaria netta in aumento a 3.252 milioni di euro riflettendo gli effetti derivanti dal deconsolidamento integrale del Gruppo EPCG e dalle acquisizioni, parzialmente compensati dalla buona generazione di cassa.

BEI accorda un finanziamento ad A2A per investimenti nel settore ambiente

La Banca Europea per gli Investimenti (BEI) ha accordato ad A2A una linea di credito di 100 milioni di euro, utilizzabile in *tranches* con durata di 15 anni e avente un periodo di disponibilità di 36 mesi. La linea di credito è destinata a finanziare principalmente la realizzazione di investimenti nel settore ambientale per il recupero di materia ed energia dai rifiuti differenziati.

ACSM-AGAM, Aspem, AEVV, Lario Reti Holding ed A2A: Sottoscritta lettera d’intenti e condivisione di documenti tecnici e valutativi

In data 1° aprile 2017 è stata sottoscritta lettera d’intenti non vincolante tra le società in oggetto, con lo scopo di avviare studi circa la possibile *partnership* industriale e societaria finalizzata a valorizzare competenze e presenza radicata sul territorio.

Lo studio, che inizialmente doveva protrarsi per circa quattro mesi, in data 20 luglio è stato esteso sino al 31 dicembre 2017.

Gli *step* operativi per il perfezionamento dell’aggregazione prevedono la fusione per incorporazione in ACSM-AGAM di Aspem, AEVV, ACEL SERVICE, AEVV ENERGIE e Lario Reti Gas e, successivamente, la riorganizzazione delle società di *business*, per il tramite di conferimenti in società già esistenti nel Gruppo o di nuova costituzione. ACSM-AGAM post-operazione si configurerebbe come un *player* quotato, a maggioranza pubblica, supportato da A2A, *partner* industriale di profilo nazionale.

Nel mese di dicembre 2017 sono stati svolti dei passaggi preliminari nei Consigli Comunali interessati con la messa a disposizione dei consiglieri di documenti tecnici e di natura economico-finanziaria relativi all’operazione. Si sono già pronunciati positivamente i Comuni di Como, Lecco, Monza, Sondrio e Varese.

Si rinvia al paragrafo “Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2017” per maggiori informazioni sul progetto, approvato in data 23 gennaio 2018.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
**Risultati
consolidati e
andamento
della gestione**

*Sintesi
economica,
patrimoniale e
finanziaria*

**Eventi di rilievo
nel corso
dell’esercizio**

*Eventi di rilievo
successivi al 31
dicembre 2017
Evoluzione
prevedibile
della gestione
Proposta di
destinazione
del risultato
dell’esercizio al
31 dicembre 2017
e distribuzione
del dividendo*

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2017

A2A, ACSM-AGAM, Aspem, AEVV e Lario Reti Holding avviano un progetto di *partnership* industriale e societaria tra *multi-utilities*

In data 23 gennaio 2018, i Consigli di Amministrazione di ACSM-AGAM S.p.A. Aspem S.p.A., AEVV S.p.A., AEVV Energie S.r.l., Lario Reti Holding S.p.A., Acel Service S.r.l., Lario Reti Gas S.r.l. e A2A S.p.A. hanno approvato il progetto di *partnership* industriale e societaria delineato nella lettera d'intenti non vincolante sottoscritta in data 1° aprile 2017.

Il progetto di aggregazione si compone delle seguenti fasi:

- fusione per incorporazione in ACSM-AGAM di A2A Idro4, Aspem, AEVV Energie, ACEL Service, AEVV e Lario Reti Gas;
- scissione parziale di A2A Energia S.p.A. a favore di ACSM-AGAM avente ad oggetto principalmente un ramo d'azienda costituito da rapporti contrattuali con clienti della provincia di Varese nel settore energetico;
- riorganizzazione di ACSM-AGAM consistente nella razionalizzazione degli *asset* ricevuti a seguito della fusione e scissione sopra indicate, mediante l'esecuzione di vari conferimenti in società di nuova costituzione (interamente controllate da ACSM-AGAM) o in altre società esistenti già controllate da ACSM-AGAM o di cui quest'ultima sia divenuta socia per effetto della fusione.

Sulla base dei rapporti di concambio descritti nel progetto di fusione l'assetto azionario di ACSM-AGAM sarà il seguente: A2A deterrà il 38,91%, Lario Reti Holding deterrà il 23,05%, il Comune di Monza deterrà il 10,53%, il Comune di Como deterrà il 9,61%, il Comune di Sondrio deterrà il 3,3% e il Comune di Varese l'1,29%. Si prevede una riduzione del flottante a circa il 13%.

La realtà esito del progetto costituirà un operatore quotato con la presenza, quale azionista di riferimento, di A2A.

Il perimetro dell'aggregazione comprende società che conseguono, a valori aggregati 2016, ricavi per 421 milioni di euro, EBITDA per circa 80 milioni di euro ed un utile netto di circa 30 milioni di euro. La posizione finanziaria netta aggregata è pari a circa 80 milioni di euro, con una realtà occupazionale di circa 800 dipendenti.

Le previsioni economico-finanziarie post operazione prevedono un EBITDA a fine piano (2021) compreso in un *range* tra 90 e 120 milioni di euro.

Il perfezionamento del Progetto di Aggregazione è subordinato, oltre che all'approvazione da parte delle rispettive assemblee delle società partecipanti, all'ottenimento dell'autorizzazione da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, al positivo decorso del termine di 60 giorni per l'opposizione dei creditori delle società coinvolte di cui all'articolo 2503 c.c., nonché al rilascio del parere positivo del perito indipendente sul rapporto di cambio della Fusione e della Scissione.

A2A Rinnovabili acquisisce cinque impianti fotovoltaici in Italia

In data 28 febbraio 2018 il Gruppo A2A, tramite la controllata A2A Rinnovabili S.p.A., acquisisce da Impax Asset Management Group plc cinque impianti fotovoltaici per complessivi 15,7 MW installati.

Dei cinque impianti fotovoltaici acquisiti tre sono situati in Puglia, uno nel Lazio e uno in Emilia-Romagna.

L'acquisizione conclusa, porta il parco fotovoltaico installato a 39 impianti per un totale di 54,1 MW installati.

Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria
Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio
Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2017
Evoluzione prevedibile della gestione
Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2017 e distribuzione del dividendo
5 Analisi dei principali settori di attività
6 Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

Evoluzione prevedibile della gestione

Il Piano Industriale del triennio 2015-2017 - annualmente aggiornato - ha raggiunto gli obiettivi strategici di rilancio industriale, crescita esterna, ruolo attivo nel mercato energetico e ridisegno del profilo del Gruppo. Parallelamente, tutti gli obiettivi finanziari sono stati ampiamente superati.

Con la presentazione al pubblico del nuovo Piano Industriale 2018-2022 in data 20 marzo si apre per il Gruppo A2A un nuovo capitolo che pur mantenendo ferme le linee strategiche originarie introduce importanti novità (l'ingresso nel fotovoltaico; una spinta decisa verso l'efficienza energetica; un ruolo ancora più pivotale, integrato nella gestione del recupero della materia; l'evoluzione dall'efficienza di costo verso l'eccellenza operativa, la digitalizzazione e molto altro ancora) inquadrabili in tre nuove linee guida: T – Trasformazione (ovvero il rafforzamento e cambiamento dei *business* di riferimento, declinati nelle quattro linee di *business* di A2A); E – Eccellenza (agilità dell'organizzazione, eccellenza operativa ed efficienza dei processi) ; C – *Community* (attrazione e responsabilizzazione delle proprie persone, e un più pieno coinvolgimento dell'ecosistema esterno).

Dopo un biennio 2016 e 2017 a livelli "record" le attese del *Management* circa le *performance* economico-finanziarie del 2018 sono buone: il Margine Operativo Lordo è atteso attestarsi fra 1.150 – 1.180 milioni di euro, al quale si sommano circa 20-30 milioni di euro di partite non ricorrenti positive. La redditività netta è attesa fra 360-390 milioni di euro, ovvero superiore a quella registrata nel 2017 (penalizzata dagli effetti negativi conseguenti all'esercizio della *PUT Option* su EPCG). Gli investimenti cresceranno fino a raggiungere i 600 milioni di euro (incluso impatto da operazioni M&A) e la generazione di cassa è attesa auto finanziare la crescita degli investimenti e dei dividendi e dovrebbe attestarsi in un *range* compreso tra 0 e 100 milioni di euro.

Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2017 e distribuzione del dividendo

Il bilancio d'esercizio di A2A S.p.A., al 31 dicembre 2017, presenta un utile pari a euro 268.461.294,00.

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

la destinazione dell'utile dell'esercizio, pari a euro 268.461.294,00 come segue:

- euro 13.423.065,00 a riserva legale;
- euro 179.710.827,00 a dividendo ordinario agli azionisti, in misura tale da assicurare una remunerazione di euro 0,0578 per ciascuna azione ordinaria in circolazione;
- euro 75.327.402,00 a Riserva Straordinaria.

A titolo informativo, Vi segnaliamo che il numero di azioni attualmente in circolazione risulta pari a n. 3.109.183.856 azioni, tenendo conto delle n. 23.721.421 azioni proprie in portafoglio.

Il dividendo sarà pagato a decorrere dal 23 maggio 2018, con data stacco della cedola il 21 maggio 2018 e *record date* il 22 maggio 2018.

Il Consiglio di Amministrazione

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
**Risultati
consolidati e
andamento
della gestione**

*Sintesi
economica,
patrimoniale e
finanziaria*

*Eventi di rilievo
nel corso
dell'esercizio*

*Eventi di rilievo
nel corso
dell'esercizio*

*Evoluzione
prevedibile
della gestione*

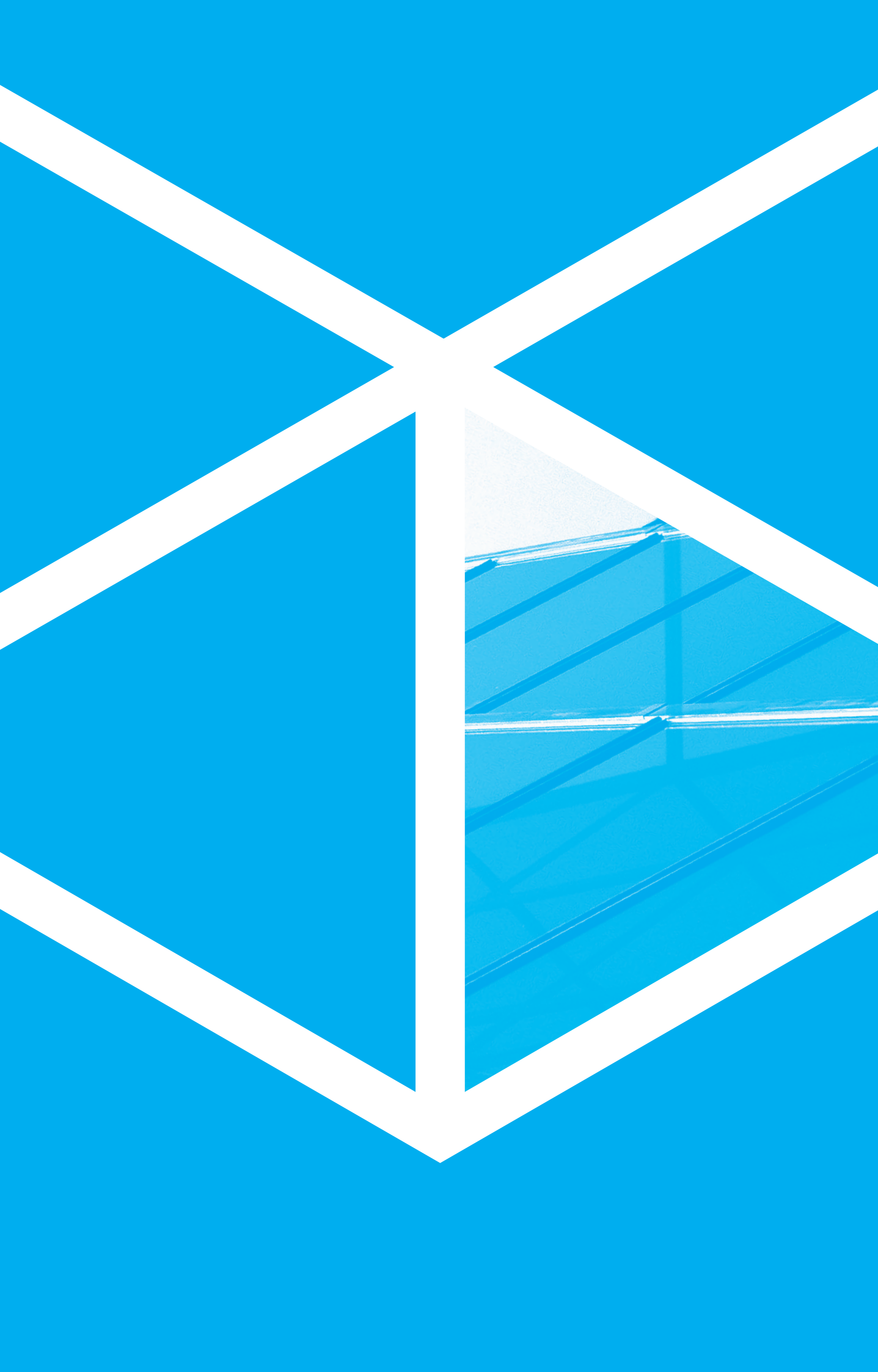
*Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2017
e distribuzione
del dividendo*

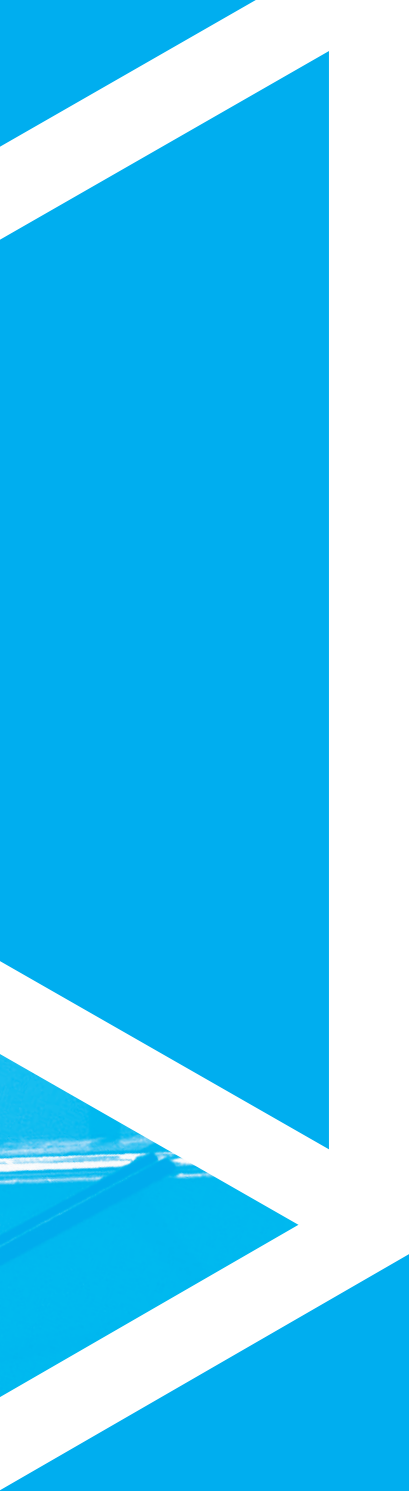
5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni





5

Analisi dei principali settori di attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

milioni di euro	GENERAZIONE E TRADING		COMMERCIALE		AMBIENTE		RETI E CALORE		
	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated</i> <i>(*)</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated</i> <i>(*)</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated</i> <i>(*)</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated</i> <i>(*)</i>	
Ricavi	3.262	2.736	1.572	1.433	980	852	1.117	954	
- di cui intersettoriali	724	703	57	48	83	90	299	296	
Costi per il personale	89	91	32	27	298	267	105	112	
Margine Operativo Lordo	356	404	159	144	261	240	448	397	
% sui Ricavi	10,9%	14,8%	10,1%	10,0%	26,6%	28,2%	40,1%	41,6%	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(161)	(431)	(25)	(24)	(99)	(67)	(183)	(170)	
Risultato operativo netto	195	(27)	134	120	162	173	265	227	
% sui Ricavi	6,0%	(1,0%)	8,5%	8,4%	16,5%	20,3%	23,7%	23,8%	
Risultato da transazioni non ricorrenti									
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria									
Risultato al lordo delle imposte									
Oneri per imposte sui redditi									
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte									
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita									
Risultato di pertinenza di terzi									
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo									
Investimenti lordi (1)	64	36	9	8	107	79	231	213	

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

(*) Per un maggior dettaglio degli effetti economici derivanti dalla PPA del Gruppo LGH sui dati al 31 dicembre 2016 si rimanda allo specifico paragrafo “Altre informazioni - 3) operazioni IFRS 3 Revised”.

	A2A SMART CITY		CORPORATE		ELISIONI		CONTO ECONOMICO IFRS5		ESTERO		CONTO ECONOMICO REPORTED	
	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated (*)</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated (*)</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated (*)</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated (*)</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated (*)</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016 <i>Restated (*)</i>
	30	26	204	182	(1.369)	(1.323)	5.796	4.860	114	233	5.910	5.093
	24	22	182	164	(1.369)	(1.323)			-	-		
	5	4	106	95	-	-	635	596	21	45	656	641
	7	6	(32)	(29)	-	-	1.199	1.162	12	69	1.211	1.231
	23,3%	23,1%	(15,7%)	(15,9%)			20,7%	23,9%	10,5%	29,6%	20,5%	24,2%
	(2)	(1)	(19)	(26)	-	-	(489)	(719)	(16)	(39)	(505)	(758)
	5	5	(51)	(55)	-	-	710	443	(4)	30	706	473
	16,7%	19,2%	(25,0%)	(30,2%)			12,2%	9,1%	(3,5%)	12,9%	11,9%	9,3%
							-	52	1	4	1	56
							(134)	(161)	(84)	4	(218)	(157)
							576	334	(87)	38	489	372
							(192)	(122)	-	2	(192)	(120)
							384	212	(87)	40	297	252
							(85)	19			1	2
							(6)	1	1	(23)	(5)	(22)
							293	232	(86)	17	293	232
	10	6	29	17					4	27	454	386

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali
settori di
attività

Sintesi dei
risultati per
settore di attività

Risultati per
settore di attività

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

Altri servizi e
Corporate

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

milioni di euro	GENERAZIONE E TRADING		COMMERCIALE		AMBIENTE		
	31 12 2017	31 12 2016 <i>Restated</i> (*)	31 12 2017	31 12 2016 <i>Restated</i> (*)	31 12 2017	31 12 2016 <i>Restated</i> (*)	
Immobilizzazioni materiali	2.080	2.090	4	4	670	639	
Immobilizzazioni immateriali	86	82	113	116	51	50	
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	673	709	537	557	358	373	
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	792	752	285	302	319	296	

(*) Per un maggior dettaglio degli effetti patrimoniali derivanti dalla PPA del Gruppo LGH sui dati al 31 dicembre 2016 si rimanda allo specifico paragrafo "Altre informazioni - 3) operazioni IFRS 3 Revised".

	RETI E CALORE		ESTERO		A2A SMART CITY		CORPORATE		ELISIONI		TOTALE GRUPPO	
	31 12 2017	31 12 2016 <i>Restated</i> (*)	31 12 2017	31 12 2016 <i>Restated</i> (*)	31 12 2017	31 12 2016 <i>Restated</i> (*)	31 12 2017	31 12 2016 <i>Restated</i> (*)	31 12 2017	31 12 2016 <i>Restated</i> (*)	31 12 2017	31 12 2016 <i>Restated</i> (*)
	1.724	1.716	-	568	22	16	184	179	(78)	(83)	4.606	5.129
	1.611	1.547	-	2	1	-	93	86	(92)	(179)	1.863	1.704
	423	436	-	262	17	12	148	151	(477)	(461)	1.679	2.039
	351	374	-	41	12	12	534	434	(475)	(468)	1.818	1.743

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
**Analisi dei
principali
settori di
attività**

*Sintesi dei
risultati per
settore di attività*

*Risultati per
settore di attività*

*Business Unit
Generazione e
Trading*

*Business Unit
Commerciale*

*Business Unit
Ambiente*

*Business Unit
Reti e Calore*

*Business Unit
Estero*

*Altri servizi e
Corporate*

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Risultati per settore di attività

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

Business Unit Generazione e Trading

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

Business Unit Commerciale

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

Business Unit Ambiente

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

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

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

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

Business Unit Reti e Calore

L'attività della *Business Unit* Reti e Calore riguarda prevalentemente la gestione tecnico-operativa delle reti di distribuzione di energia elettrica, di trasporto e distribuzione di gas naturale e la gestione dell'intero ciclo idrico integrato (captazione delle acque, gestione degli acquedotti, distribuzione idrica, gestione di reti fognarie, depurazione). Inoltre è finalizzata alla vendita di calore e di elettricità prodotti da impianti di cogenerazione (prevalentemente di proprietà del Gruppo), mediante reti di teleriscaldamento e assicura le attività di *operation and maintenance* delle centrali di cogenerazione e delle reti di teleriscaldamento. Sono altresì comprese le attività relative al servizio di gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti (servizi di gestione calore), all'illuminazione pubblica, agli impianti di regolazione del traffico, alla gestione delle lampade votive e servizi di progettazione impianti.

Business Unit Estero

La *Business Unit* Estero comprende le attività svolte dalla partecipata Elektroprivreda Crne Gore AD Nikšić (EPCG), in relazione alla produzione e vendita di energia elettrica in Montenegro e la gestione tecnica operativa delle relative reti di distribuzione elettrica. Con l'esercizio della *put option* sull'intero pacchetto azionario detenuto da A2A S.p.A., la cui efficacia si è perfezionata in data 3 luglio 2017, si è proceduto ad una valutazione della partecipazione secondo i dettami dell'IFRS 5.

I dati riportati di seguito riguardano il periodo di consolidamento integrale della partecipata (fino al 30 giugno 2017).

¹ Potenza installata complessivamente pari a 8,9 GW.

A2A Smart City

La società è l'operatore di riferimento, all'interno del Gruppo A2A, per la fornitura di servizi di telecomunicazione. In particolare, fornisce servizi inerenti la gestione di linee di fonia fissa e mobile e di linee di trasmissione dati, nonché servizi legati alla gestione e sviluppo delle infrastrutture a supporto delle comunicazioni. A2A Smart City è, inoltre, un operatore di rilievo anche nella realizzazione e gestione dei sistemi di videosorveglianza e controllo degli accessi.

Corporate

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

Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
5 Analisi dei principali settori di attività
Sintesi dei risultati per settore di attività
Risultati per settore di attività
Business Unit Generazione e Trading
Business Unit Commerciale
Business Unit Ambiente
Business Unit Reti e Calore
Business Unit Estero
A2A Smart City
Corporate
6 Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

Business Unit Generazione e Trading

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

Dati quantitativi - Settore energia elettrica

Gwh	31 12 2017	31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
FONTI				
Produzioni nette	15.846	13.108	2.738	20,9%
- produzione termoelettrica	12.370	8.826	3.544	40,2%
- produzione idroelettrica	3.464	4.279	(815)	(19,0%)
- produzione fotovoltaica	12	3	9	n.s.
Acquisti	50.041	48.257	1.784	3,7%
- borsa	9.451	9.912	(461)	(4,7%)
- grossisti	3.456	4.482	(1.026)	(22,9%)
- portafoglio di <i>Trading/Service</i>	37.134	33.863	3.271	9,7%
TOTALE FONTI	65.887	61.365	4.522	7,4%
USI				
Vendita a <i>Retailer</i> del Gruppo	6.198	6.154	44	0,7%
Vendite ad altri grossisti	8.781	9.300	(519)	(5,6%)
Vendite in borsa	13.774	12.048	1.726	14,3%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	37.134	33.863	3.271	9,7%
TOTALE USI	65.887	61.365	4.522	7,4%

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

Nel 2017 la produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 15.846 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 50.041 GWh, per una disponibilità complessiva di 65.887 GWh.

La produzione termoelettrica risulta in incremento rispetto all'esercizio precedente, per le maggiori quantità prodotte dagli impianti a ciclo combinato favoriti dalla indisponibilità degli impianti nucleari in Francia nei primi mesi del 2017, dalle temperature rigide nel mese di gennaio, dall'ondata di caldo che ha investito la penisola nei mesi estivi e, in generale, dai maggiori fabbisogni di energia elettrica che hanno caratterizzato l'anno in corso. Tale incremento ha più che compensato il calo della produzione idroelettrica per effetto della scarsa idraulicità dell'intero anno e le minori quantità prodotte dall'impianto di Monfalcone per le attività di manutenzione straordinaria effettuate nel corso del 2017.

Gli acquisti di energia elettrica si sono attestati a 50.041 GWh (48.257 GWh al 31 dicembre 2016): i minori acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso e in borsa sono stati più che compensati dalle maggiori quantità intermedie nell'ambito dell'attività di *trading*.

Nel 2017 le vendite alla *Business Unit* Commerciale risultano sostanzialmente in linea (0,7%); si sono inoltre registrate maggiori vendite su IPEX (+14,3%), nonché minori vendite sui mercati all'ingrosso (-5,6%).

Le quantità di energia elettrica intermedie nell'ambito dell'attività di *trading* registrano un incremento del 9,7%.

Complessivamente nel periodo in esame le vendite di energia elettrica della *Business Unit* Generazione e *Trading* si sono attestate a 65.887 GWh (61.365 GWh al 31 dicembre 2016).

Dati quantitativi - Settore gas

<i>milioni di mc</i>	31 12 2017	31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
FONTI				
Approvvigionamenti	4.597	3.150	1.447	45,9%
Prelievi da magazzino	(18)	40	(58)	n.s.
Autoconsumi /GNC	(14)	(11)	(3)	27,3%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	4.357	3.990	367	9,2%
TOTALE FONTI	8.922	7.169	1.753	24,5%
USI				
Usi <i>Business Unit</i> Commerciale	1.659	1.399	260	18,6%
Usi termoelettrici	1.855	1.116	739	66,2%
Usi <i>Business Unit</i> Calore e Ambiente	104	91	13	14,3%
Grossisti	947	573	374	65,3%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	4.357	3.990	367	9,2%
TOTALE USI	8.922	7.169	1.753	24,5%

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

Nel 2017 i volumi di gas venduti si attestano a 8.922 milioni di metri cubi, in aumento del 24,5% rispetto allo stesso periodo del 2016 (7.169 milioni di metri cubi).

Sono risultati in aumento soprattutto i volumi di gas venduti per usi termoelettrici (+66,2%) a seguito dei maggiori consumi degli impianti a ciclo combinato dell'anno in corso. Si sono inoltre registrati maggiori volumi gestiti dal Portafoglio di *Trading* (+367 milioni di metri cubi) a seguito di un incremento delle attività di intermediazione e maggiori vendite ai grossisti (+65,3%).

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
Ricavi	3.262	2.736	526	19,2%
Margine Operativo Lordo	356	404	(48)	(11,9%)
% su Ricavi	10,9%	14,8%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(161)	(431)	270	(62,6%)
Risultato Operativo Netto	195	(27)	222	n.s.
% su Ricavi	6,0%	(1,0%)		
Investimenti	64	36	28	77,8%
FTE	1.112	1.157	(45)	(3,9%)
Costo del personale	89	91	(2)	(2,2%)

I ricavi si sono attestati a 3.262 milioni di euro, in aumento di 526 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente per le maggiori vendite di elettricità e gas intermedie nei mercati all'ingrosso e in Borsa e per l'andamento favorevole dello scenario energetico, che ha determinato un incremento dei prezzi *spot*, oltre che *forward*.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* è risultato pari a 356 milioni di euro, in riduzione di 48 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Al netto delle partite non ricorrenti - in riduzione di circa 49 milioni di euro rispetto al 2016 - il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* risulta sostanzialmente allineato a quello dell'anno precedente (+1 milione di euro). Lo scenario dell'anno ha favorito gli impianti CCGT che hanno registrato un consistente aumento di ore di produzione, sia sul mercato MGP che MSD a scapito

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali
settori di
attività

*Sintesi dei
risultati per
settore di attività*

*Risultati per
settore di attività*

*Business Unit
Generazione e
Trading*

*Business Unit
Commerciale*

*Business Unit
Ambiente*

*Business Unit
Reti e Calore*

*Business Unit
Estero*

*A2A Smart City
Corporate*

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

delle produzioni idroelettriche penalizzate da una scarsa idraulicità e dalla conclusione a fine 2016 del meccanismo incentivante (*feed-in tariff*) per alcuni impianti della Valtellina.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 161 milioni di euro (431 milioni di euro al 31 dicembre 2016). La riduzione, pari a 270 milioni di euro, è attribuibile alle svalutazioni degli *assets* effettuate nell'anno precedente (svalutazione della centrale di Monfalcone per 202 milioni, svalutazioni per 68 milioni a seguito dell'*Impairment Test* e ripristino di valore dell'impianto di San Filippo del Mela - 220 kv -, pari a 51 milioni di euro), ai minori ammortamenti relativi alla centrale di Monfalcone, nonché ai minori accantonamenti a fondi relativi ai canoni di derivazione d'acqua pubblica e alla copertura di oneri contrattuali.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 195 milioni di euro (negativo per 27 milioni di euro nell'esercizio precedente).

Nel 2017 gli Investimenti sono risultati pari a circa 64 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di manutenzione straordinaria presso i nuclei idroelettrici di Mese, Udine, Calabria e Valtellina per circa 14 milioni di euro e presso gli impianti termoelettrici a ciclo combinato di Sermide, Chivasso, Gissi, Piacenza e Cassano per circa 40 milioni di euro. Si registrano inoltre interventi di manutenzione straordinaria presso gli impianti a ciclo tradizionale di Monfalcone (7 milioni di euro) e di San Filippo del Mela (1 milione di euro) e interventi riguardanti lo sviluppo e la manutenzione evolutiva sulle piattaforme *Hardware* e *Software* utilizzate dalla *Business Unit* per circa 3 milioni di euro.

Nel 2017 si è registrata una riduzione di 45 FTE rispetto all'anno precedente, principalmente riconducibile alla prosecuzione del piano di efficientamento attivato nel comparto generazione.

Business Unit Commerciale

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

Dati quantitativi

	31 12 2017	31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
Vendite Energia Elettrica				
Vendite Energia Elettrica Mercato Libero (GWh)	6.455	6.271	184	2,9%
Vendite Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	1.834	2.013	(179)	(8,9%)
Totale Vendite Energia Elettrica (GWh)	8.289	8.284	5	0,1%
	31 12 2017	31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
POD Energia Elettrica puntuali al 31.12				
POD Energia Elettrica Mercato Libero (#/1000)	435	338	97	28,7%
POD Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (#/1000)	623	702	(79)	(11,3%)
Totale POD Energia Elettrica (#/1000)	1.058	1.040	18	1,7%
	31 12 2017	31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
Vendite Gas				
Vendite Gas Mercato Libero (Mmc)	1.039	818	221	27,0%
Vendite Gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	590	554	36	6,5%
Totale Vendite Gas (Mmc)	1.629	1.372	257	18,7%
	31 12 2017	31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
PDR Gas puntuali al 31.12				
PDR Gas Mercato Libero (#/1000)	447	356	91	25,6%
PDR Gas in regime di Maggior Tutela (#/1000)	851	950	(99)	(10,4%)
Totale PDR Gas (#/1000)	1.298	1.306	(8)	(0,6%)

Le quantità sono riportate al lordo delle perdite.
Il dato relativo ai POD e PDR non include le numeriche relative ai Grandi Clienti.

Nel 2017, la *Business Unit* Commerciale ha registrato 8.289 GWh di vendite di energia elettrica, in linea con il 2016 (8.284 GWh) e 1.629 milioni di metri cubi di vendite gas (+18,7% rispetto all'anno precedente).

Nel settore elettrico la riduzione delle quantità vendute verso i clienti serviti in regime di tutela, a seguito del loro passaggio nel mercato libero, e verso i grandi clienti è stata totalmente compensata dall'aumento delle vendite alla clientela diffusa e dall'apporto di LGH.

La crescita nel settore gas è attribuibile prevalentemente ad un maggior numero di punti di riconsegna serviti sul mercato libero e ai maggiori volumi venduti ai grandi clienti, nonché al contributo del Gruppo LGH.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali
settori di
attività

Sintesi dei
risultati per
settore di attività

Risultati per
settore di attività

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

A2A Smart City
Corporate

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
Ricavi	1.572	1.433	139	9,7%
Margine Operativo Lordo	159	144	15	10,4%
% su Ricavi	10,1%	10,0%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(25)	(24)	(1)	4,2%
Risultato Operativo Netto	134	120	14	11,7%
% su Ricavi	8,5%	8,4%		
Investimenti	9	8	1	12,5%
FTE	585	566	19	3,4%
Costo del personale	32	27	5	18,5%

I ricavi si sono attestati a 1.572 milioni di euro (1.433 milioni di euro al 31 dicembre 2016), in crescita del 9,7%. Al netto del maggior apporto del Gruppo LGH consolidato da agosto 2016, pari a 142 milioni di euro, si registra un sostanziale allineamento ai ricavi dell'anno precedente.

Nella *Business Unit* Commerciale il Margine Operativo Lordo si è attestato a 159 milioni di euro, in crescita di 15 milioni di euro – 18 milioni di euro al netto delle partite non ricorrenti – rispetto all'esercizio precedente, grazie all'apporto derivante dai margini dei comparti energia elettrica e gas e al contributo del consolidamento del Gruppo LGH.

I due comparti hanno beneficiato soprattutto dell'acquisizione dei nuovi clienti a mercato libero e dei maggiori volumi venduti sul mercato libero gas. Tale andamento è stato in parte compensato da una perdita di marginalità legata alla diminuzione dei clienti in maggior tutela e dalla pressione sui margini unitari del mercato libero determinata anche, soprattutto con riferimento al segmento BtB, dai rilevanti oneri per sbilanciamenti del mercato elettrico.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 25 milioni di euro (24 milioni di euro al 31 dicembre del 2016).

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 134 milioni di euro (120 milioni di euro nell'esercizio precedente).

Nel 2017 gli Investimenti della *Business Unit* Commerciale si sono attestati a circa 9 milioni di euro ed hanno riguardato principalmente interventi di manutenzione evolutiva sulle piattaforme *Hardware* e *Software* a supporto delle attività di *marketing* e di fatturazione.

Nel 2017 si è registrato un incremento di 19 FTE rispetto al 2016 principalmente riconducibile a nuovi ingressi finalizzati al mantenimento dei livelli di servizio nell'area *Contact Center* e al potenziamento dell'area *Marketing* e Vendite, nonché al consolidamento integrale della società LumEnergia S.p.A..

Business Unit Ambiente

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

Dati quantitativi

	31 12 2017	31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
Rifiuti raccolti (Kton)	1.605	1.477	128	8,7%
Residenti serviti (#/1000)	3.549	3.502	47	1,3%
Rifiuti smaltiti (Kton)	3.366	2.817	549	19,5%
Energia elettrica venduta (GWh)	1.772	1.714	58	3,4%
Calore ceduto (GWht) *	1.363	1.311	52	4,0%

(*) Quantità rilevate a bocca di centrale.

Nel 2017 le quantità di rifiuti raccolti, pari a 1.605 migliaia di tonnellate, evidenziano una crescita dell'8,7% rispetto all'esercizio precedente grazie al maggior apporto del Gruppo LGH (+155 migliaia di tonnellate) consolidato da agosto 2016. Anche le quantità di rifiuti smaltiti, pari a 3.366 migliaia di tonnellate al 31 dicembre 2017, evidenziano un incremento (+549 migliaia di tonnellate) rispetto al 2016: oltre alle maggiori quantità derivanti dal consolidamento del Gruppo LGH (363 migliaia di tonnellate), si registrano maggiori smaltimenti presso gli impianti di trattamento delle nuove società acquisite dal Gruppo A2A nel secondo semestre del 2016.

In crescita nel 2017 sia le quantità di energia elettrica venduta (+3,4%), che le quantità di calore ceduto (+4,0%) soprattutto a seguito del consolidamento del Gruppo LGH e - nel caso del calore - delle maggiori quantità richieste dal comparto teleriscaldamento.

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
Ricavi	980	852	128	15,0%
Margine Operativo Lordo	261	240	21	8,8%
% su Ricavi	26,6%	28,2%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(99)	(67)	(32)	47,8%
Risultato Operativo Netto	162	173	(11)	(6,4%)
% su Ricavi	16,5%	20,3%		
Investimenti	107	79	28	35,4%
FTE	5.770	5.599	171	3,1%
Costo del personale	298	267	31	11,6%

Nel corso del 2017 la *Business Unit* Ambiente ha registrato ricavi per 980 milioni di euro (852 milioni di euro al 31 dicembre 2016), in crescita di 128 milioni di euro rispetto all'anno precedente, prevalentemente per il consolidamento del Gruppo LGH e delle altre società acquisite nel corso del 2016.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Ambiente è risultato pari a 261 milioni di euro, in crescita di 21 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Alla crescita della marginalità dell'esercizio in esame ha contribuito il comparto di smaltimento e trattamento rifiuti e in particolare:

- i risultati del Gruppo LGH e delle nuove società acquisite RI.ECO-RESMAL;
- la buona *performance* dell'attività di smaltimento dei rifiuti assimilabili agli urbani, riconducibile principalmente alla positiva dinamica dei prezzi;

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali
settori di
attività

*Sintesi dei
risultati per
settore di attività*

*Risultati per
settore di attività*

*Business Unit
Generazione e
Trading*

*Business Unit
Commerciale*

*Business Unit
Ambiente*

Business Unit

Reti e Calore

Business Unit

Estero

A2A Smart City

Corporate

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

- i maggiori conferimenti presso la discarica di lotti inertizzati di Corteolona. L'attività, sospesa nel corso del 2016, per analisi ambientali sulla falda acquifera, è ripresa a seguito della decisione da parte dell'Arpa di escludere la discarica dal perimetro dell'area di bonifica.

Nel comparto della raccolta il contributo del Gruppo LGH pari a circa 6 milioni di euro ha quasi totalmente riassorbito la perdita di marginalità registrata nelle altre aree territoriali di riferimento.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 99 milioni di euro (67 milioni di euro nel 2016). Tale variazione è attribuibile al consolidamento del Gruppo LGH.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 162 milioni di euro (173 milioni di euro nell'anno precedente).

Gli Investimenti dell'esercizio si sono attestati a 107 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di termovalorizzazione (43 milioni di euro), degli impianti di trattamento e delle discariche (24 milioni di euro), l'acquisto di mezzi e contenitori per la raccolta sia per l'aggiudicazione delle gare per la gestione di nuovi Comuni sia per il rinnovo del parco veicolare (37 milioni di euro).

L'incremento di 171 FTE è riconducibile a variazioni di perimetro intervenute nei due esercizi di confronto per circa 221 FTE (vincita di nuove gare per la raccolta e l'igiene urbana e acquisizione nel corso del 2016 delle nuove società attive nei comparti della raccolta, del trattamento e dello smaltimento rifiuti), parzialmente compensate da una riduzione di 50 FTE, riconducibile principalmente al piano di efficientamento del comparto raccolta e alla cessione di risorse per il trasferimento di attività all'interno del Gruppo.

Business Unit Reti e Calore

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

Dati quantitativi - Reti

	31 12 2017	31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
Energia Elettrica distribuita (GWh)	11.590	11.204	386	3,4%
Gas distribuito (Mmc)	2.480	2.096	384	18,3%
Gas trasportato (Mmc)	370	324	46	14,2%
Acqua distribuita (Mmc)	69	62	7	11,3%
RAB Energia Elettrica (M€) ⁽¹⁾	649	653	(4)	(0,6%)
RAB Gas (M€) ⁽²⁾	1.160	1.137	23	2,0%

- (1) Stima A2A.
(2) Dati provvisori, sottostanti al calcolo dei ricavi ammessi di competenza del periodo.

L'energia elettrica distribuita è risultata pari a 11,6 TWh, in aumento (+3,4%) rispetto al 2016 mentre le quantità di gas distribuito si sono attestate a 2.480 Mmc, in crescita del 18,3% (2.096 Mmc al 31 dicembre 2016), principalmente per il contributo del Gruppo LGH.

L'acqua distribuita è risultata pari a 69 Mmc, in aumento di 7 Mmc rispetto all'anno precedente principalmente a seguito dell'aumento della quota di partecipazione nella società Azienda Servizi Valtrompia S.p.A. (ASVT), consolidata integralmente a partire dal 1° marzo 2017.

Dati quantitativi - Calore

Gwh	31 12 2017	31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
FONTI				
Impianti di:	1.324	1.176	148	12,6%
- Lamarmora	467	437	30	6,9%
- Famagosta	100	99	1	1,0%
- Tecnocity	69	72	(3)	(4,2%)
- Altri impianti	688	568	120	21,1%
Acquisti da:	1.809	1.709	100	5,9%
- Terzi	421	380	41	10,8%
- Altre <i>Business Units</i>	1.388	1.329	59	4,4%
TOTALE FONTI	3.133	2.885	248	8,6%
USI				
Vendite ai clienti finali	2.682	2.412	270	11,2%
Perdite di distribuzione	451	473	(22)	(4,7%)
TOTALE USI	3.133	2.885	248	8,6%

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

Le vendite di calore della *Business Unit* si sono attestate a 2.682 GWh, in aumento dell'11,2% rispetto al 2016 a seguito:

- del contributo del Gruppo LGH;
- delle maggiori quantità di vendita derivanti dallo sviluppo commerciale;
- di temperature registrate nei mesi invernali mediamente più fredde rispetto all'anno precedente.

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali
settori di
attività

Sintesi dei
risultati per
settore di attività

Risultati per
settore di attività

Business Unit
Generazione e
Trading

Business Unit
Commerciale

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti e Calore

Business Unit
Estero

A2A Smart City
Corporate

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Dati economici

milioni di euro	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
Ricavi	1.117	954	163	17,1%
Margine Operativo Lordo	448	397	51	12,8%
% su Ricavi	40,1%	41,6%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(183)	(170)	(13)	7,6%
Risultato Operativo Netto	265	227	38	16,7%
% su Ricavi	23,7%	23,8%		
Investimenti	231	213	18	8,5%
FTE	2.399	2.432	(33)	(1,4%)
Costo del personale	105	112	(7)	(6,3%)

I ricavi della *Business Unit* Reti e Calore nel 2017 si sono attestati a 1.117 milioni di euro (954 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Tale andamento è dovuto per circa 120 milioni di euro al consolidamento del Gruppo LGH (1 anno nel 2017, 5 mesi nel 2016), all’acquisizione - dal mese di ottobre 2016 - della nuova società specializzata nell’efficienza energetica (Consul System) e al consolidamento integrale nel 2017 dell’Azienda Servizi Valtrompia S.p.A..

Hanno inoltre contribuito positivamente i maggiori ricavi legati alle vendite di calore e quelli derivanti dall’annullamento dell’obbligo relativo ai certificati bianchi.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore è risultato pari a 448 milioni di euro, in crescita di 51 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente.

Al netto di partite di reddito non ricorrenti (-9 milioni di euro) che hanno riguardato sia il 2017 (34 milioni di euro, di cui 30 milioni di euro di titoli di efficienza energetica riconosciuti per progetti effettuati negli anni precedenti) sia l’anno precedente (43 milioni di euro, di cui 51 milioni di euro per il riconoscimento ad A2A Ciclo Idrico S.p.A. di aumenti tariffari relativi agli esercizi 2007-2011), il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore risulta in crescita di 60 milioni di euro rispetto al 2016.

Tale andamento è principalmente riconducibile a:

- maggiori margini relativi alle attività di teleriscaldamento e gestione calore per circa 8 milioni di euro riconducibili alle maggiori quantità di calore venduto sia per lo sviluppo commerciale sia per le basse temperature registrate mediamente nel 2017 rispetto all’anno precedente e ad uno scenario più favorevole (prezzi del calore correlati al prezzo crescente del gas e incremento dei prezzi di energia elettrica da cogenerazione);
- maggiori ricavi per l’ottimizzazione del portafoglio dei certificati bianchi per 5 milioni di euro;
- crescita di marginalità relativa al servizio acquedotto, depurazione e fognatura per circa 11 milioni di euro a seguito degli incrementi tariffari riconosciuti dall’ARERA e dell’aumento delle quantità distribuite;
- riduzione dei costi fissi di *Business Unit* per circa 10 milioni di euro grazie ad efficienze operative e a maggiori capitalizzazioni;
- variazioni di perimetro nell’area di consolidamento che hanno inciso positivamente sul margine per complessivi +26 milioni di euro (LGH, Consul System e ASVT).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 183 milioni di euro (170 milioni di euro nell’anno precedente). La variazione è sostanzialmente riconducibile alle maggiori svalutazioni dell’avviamento delle reti elettriche a seguito dell’*Impairment test* (34 milioni di euro nell’esercizio 2017, 21 milioni di euro nell’esercizio 2016).

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 265 milioni di euro (227 milioni di euro nel 2016).

Gli Investimenti nell'esercizio in esame sono risultati pari a 231 milioni di euro e hanno riguardato:

- nel comparto distribuzione energia elettrica, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti ed in particolare, l'allacciamento di nuovi utenti, il mantenimento delle cabine secondarie, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione, nonché interventi di mantenimento e potenziamento degli impianti primari (71 milioni di euro, di cui 5 milioni di euro relativi al Gruppo LGH);
- nel comparto distribuzione gas, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti relativi all'allacciamento di nuovi utenti, alla sostituzione di tubazioni in media e bassa pressione e dei contatori e *smart meter* gas (79 milioni di euro, di cui 16 milioni di euro relativi al Gruppo LGH);
- nel comparto ciclo idrico integrato, interventi sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione (30 milioni di euro);
- nel comparto illuminazione pubblica, interventi per la sostituzione degli apparati luminosi con impianti *led* nei Comuni gestiti (2 milioni di euro);
- nel comparto teleriscaldamento e gestione calore, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti e delle reti per complessivi 49 milioni di euro (di cui 13 milioni di euro relativi al Gruppo LGH).

Al netto delle variazioni di perimetro intervenute nei due esercizi di confronto per circa +37 FTE riconducibili principalmente all'apporto di Consul System S.p.A. e dell'Azienda Servizi Valtrompia S.p.A, si registra una riduzione di 70 FTE, riconducibile all'effetto del piano di mobilità attivato alla fine dell'esercizio precedente.

Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
5 Analisi dei principali settori di attività
Sintesi dei risultati per settore di attività
Risultati per settore di attività
<i>Business Unit</i> Generazione e Trading
<i>Business Unit</i> Commerciale
<i>Business Unit</i> Ambiente
<i>Business Unit</i> Reti e Calore
<i>Business Unit</i> Estero
A2A Smart City Corporate
6 Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

Business Unit Estero

Nell'esercizio in esame, la *Business Unit* Estero coincide con EPCG ed include i dati quantitativi ed economici relativi al periodo di consolidamento integrale della partecipazione (fino al 30 giugno 2017).

A seguito della decisione del 3 luglio 2017 del *management* di A2A di esercitare la *put option* di vendita sull'intero pacchetto azionario, la partecipazione in EPCG, detenuta al 41,75% da A2A S.p.A., è stata riclassificata tra le "Attività non correnti destinate alla vendita" in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5.

Il Gruppo EPCG ha contribuito con una disponibilità complessiva di energia pari a 1.724 GWh, di cui 496 GWh di produzione termoelettrica e 488 GWh di produzione idroelettrica. L'ulteriore fabbisogno è stato coperto da un *import* pari a 740 GWh.

Nel periodo considerato le vendite di energia elettrica sul mercato domestico si sono attestate complessivamente a 1.240 GWh e le quantità esportate risultano pari a 256 GWh.

L'energia elettrica distribuita sulla rete di media e bassa tensione montenegrina, è stata pari a 1.101 GWh.

Dati economici

milioni di euro

	01 01 2017 30 06 2017	01 01 2016 31 12 2016
Ricavi	114	233
Margine Operativo Lordo	12	69
% su Ricavi	10,5%	29,6%
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(16)	(39)
Risultato Operativo Netto	(4)	30
% su Ricavi	(3,5%)	12,9%
Investimenti	4	27
FTE	2.353	2.370
Costo del personale	21	45

I ricavi, attestati al valore del 30 giugno 2017, risultano pari a 114 milioni di euro (233 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Il Margine Operativo Lordo, allineato a quello della semestrale 2017, risulta pari a 12 milioni di euro (69 milioni di euro al 31 dicembre 2016), in diminuzione di 57 milioni di euro, di cui 23 milioni di euro per minore marginalità registrata nel primo semestre e 34 milioni di euro per il mancato apporto nel secondo semestre dell'anno in corso.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 16 milioni (39 milioni al 31 dicembre 2016).

Il Risultato Operativo Netto è negativo per 4 milioni di euro (positivo per 30 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Gli Investimenti, pari a circa 4 milioni di euro, si riferiscono ad interventi di sostituzione dei contatori, di manutenzione della rete distribuzione e di manutenzione degli impianti di produzione.

A2A Smart City

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
Ricavi	30	26	4	15,4%
Margine Operativo Lordo	7	6	1	16,7%
% su Ricavi	23,3%	23,1%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(2)	(1)	(1)	100,0%
Risultato Operativo Netto	5	5	-	0,0%
% su Ricavi	16,7%	19,2%		
Investimenti	10	6	4	66,7%
FTE	79	70	9	12,9%
Costo del personale	5	4	1	25,0%

Nel 2017, i ricavi della società A2A Smart City S.p.A. sono risultati pari a 30 milioni di euro in aumento di 4 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente grazie all'ampliamento dei servizi di telecomunicazione sia verso le altre società del Gruppo sia verso operatori terzi (progetti di realizzazione di infrastrutture di minitubi per la posa di cavi in fibra ottica nei Comuni di Milano e Brescia)

Il Margine Operativo Lordo si attesta a 7 milioni di euro in aumento di circa 1 milione di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 2 milioni di euro (1 milione di euro nel 2016).

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto risulta pari a 5 milioni di euro, in linea con l'anno precedente.

Gli Investimenti dell'esercizio, pari a 10 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente ad interventi sulle reti di telecomunicazione.

Nel 2017 si è registrato un incremento di 9 FTE rispetto al 2016, in parte riconducibile all'acquisizione del 100% della società Patavina Technologies S.r.l..

Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
5 Analisi dei principali settori di attività
Sintesi dei risultati per settore di attività
Risultati per settore di attività
Business Unit Generazione e Trading
Business Unit Commerciale
Business Unit Ambiente
Business Unit Reti e Calore
Business Unit Estero
A2A Smart City
Corporate
6 Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

Corporate

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2017 31 12 2017	01 01 2016 31 12 2016	VARIAZIONE	% 2017/2016
Ricavi	204	182	22	12,1%
Margine Operativo Lordo	(32)	(29)	(3)	10,3%
% su Ricavi	(15,7%)	(15,9%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(19)	(26)	7	(26,9%)
Risultato Operativo Netto	(51)	(55)	4	(7,3%)
% su Ricavi	(25,0%)	(30,2%)		
Investimenti	29	17	12	70,6%
FTE	1.214	1.143	71	6,2%
Costo del personale	106	95	11	11,6%

Nel 2017, i ricavi della *Corporate* sono risultati pari a 204 milioni di euro, in crescita di 22 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, riconducibile al consolidamento di LGH.

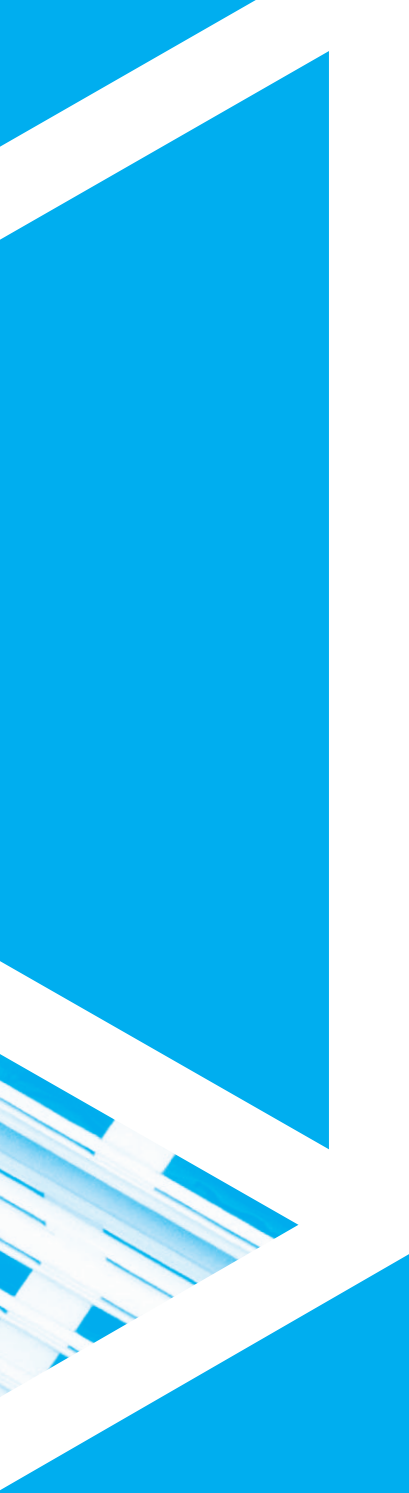
Il Margine Operativo Lordo è negativo per 32 milioni di euro, in diminuzione di 3 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 per effetto di partite non ricorrenti che hanno riguardato l'anno in corso.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 19 milioni di euro (26 milioni di euro nell'anno precedente).

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 51 milioni di euro (negativo per 55 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Gli Investimenti dell'esercizio, pari a 29 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente ad interventi sui sistemi informativi.

Nel 2017 si registra un incremento di 71 FTE rispetto all'anno precedente, riconducibile a inserimenti di risorse per il trasferimento di attività da altre *Business Units* del Gruppo e al potenziamento dell'attività di *information technology*.



6 Rischi e incertezze

Rischi e incertezze

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

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

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

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

Si segnala che, in termini di maggior impatto stimato sul Gruppo, le principali tipologie di rischio risultano essere, in ordine di importanza:

- cambiamenti normativi e regolatori;
- scenario energetico;
- contesto economico e socio-ambientale;
- *Business Interruption*;
- variazioni climatiche.

Rischio cambiamenti normativi e regolatori

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

La Legge di Bilancio 2018 ha, inoltre, esteso le competenze di regolazione e controllo dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI che cambia nome in ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati.

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

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

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

Per affrontare tali problematiche, il vertice aziendale ha costituito una apposita struttura organizzativa, denominata “Affari Regolatori e Mercato”, a diretto riporto del Direttore Generale, ampliandone il mandato, rafforzandone il legame con il *business* e superando la visione per cui il rapporto con il regolatore debba essere interpretato come sola *compliance* (o *litigation*).

È, inoltre, previsto un costante dialogo con le *Business Units* non solo per la simulazione degli impatti sull’attività corrente ma anche per la valutazione delle nuove iniziative.

È stato altresì costituito il Comitato Istituzionale e Regolatorio, composto dal Presidente e dall’Amministratore Delegato, oltre che dal Responsabile Relazioni Istituzionali Nazionali e dalla Responsabile di Affari Regolatori e Mercato. Tale Comitato si riunisce periodicamente coinvolgendo di volta in volta i Responsabili delle *Business Units* interessati nonché i Responsabili delle strutture di *staff* al fine di trasferire loro le novità normative e regolatorie, concordare una posizione aziendale sulle norme in evoluzione nonché raccogliere le istanze del *business* per veicolare agli *stakeholders* di riferimento.

Affari Regolatori e Mercato ha implementato strumenti di monitoraggio e controllo costantemente aggiornati (es. *Regulatory Review* prodotta trimestralmente o la *Regulatory Agenda* redatta in occasione del *Budget*/Piano), al fine di considerare i potenziali impatti della regolazione sulla società.

Da gennaio 2017 la struttura presidia anche il rischio regolatorio per Linea Group Holding, al fine di monitorarne e gestirne in modo coordinato gli impatti.

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

- le norme che disciplinano la durata e le condizioni delle concessioni idroelettriche di grande derivazione;
- l’implementazione della disciplina del *capacity market* di cui si è in attesa dell’approvazione da parte della UE;
- le gare inerenti l’affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas;
- la riforma del servizio idrico integrato non solo dal punto di vista tariffario ma anche per gli aspetti di qualità tecnica e commerciale, di misura e *unbundling*;
- la certificazione dei risparmi energetici nell’ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi da parte del Gestore dei Servizi Energetici;
- gli impatti sullo sviluppo del teleriscaldamento dovuti all’avvio della regolazione del settore da parte di ARERA;
- le previsioni della Legge sulla Concorrenza 2017 in materia di cessazione dei regimi di tutela dei prezzi per i clienti dei settori elettrico e del gas a partire dal 1° luglio 2019.

Rischio scenario energetico (rischio prezzo commodities)

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

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

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

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

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

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

Rischio di contesto economico e socio-ambientale

Le attività del Gruppo sono sensibili ai cicli congiunturali e alle condizioni economiche generali dei paesi in cui opera. Un rallentamento dell'economia potrebbe determinare, ad esempio, un calo dei consumi e/o della produzione industriale, avendo di conseguenza un effetto negativo sulla domanda di energia elettrica e degli altri vettori offerti dal Gruppo compromettendone i risultati e le prospettive ed impedendo l'attuazione delle strategie di sviluppo programmate. Le attività operative di siti ed infrastrutture, la loro redditività, l'attuazione dei programmi di adeguamento o conversione di alcuni impianti piuttosto che di crescita in alcuni ambiti di *business*, pianificati dal Gruppo, potrebbero essere ostacolati per effetto di possibili azioni promosse da alcuni portatori di interesse non favorevoli alla presenza dei siti a causa di una negativa percezione delle attività del Gruppo sui territori serviti.

Con riferimento alle attività della *Business Unit* Generazione e Trading l'attuale contesto dei mercati dell'energia nel quale si trovano ad operare gli impianti di produzione, con specifico riferimento a quelli termoelettrici, sta evolvendo in senso moderatamente positivo sia per effetto di un miglioramento del quadro economico complessivo sia in esito all'evoluzione di situazioni, anche strutturali, dei contesti energetici nazionali ed internazionali. Permane comunque il rischio che tale *trend* possa interrompersi o essere soggetto ad una inversione di tendenza. Si evidenzia dunque come restino in essere ed operanti tutte le misure a suo tempo intraprese sugli impianti di generazione quali ad esempio attività e progetti mirati a garantire flessibilità di esercizio, efficienza e disponibilità nei momenti in cui detti requisiti vengano richiesti alle unità di produzione. Tra questi, in particolare, la programmazione di investimenti di flessibilizzazione degli impianti a ciclo combinato, l'ammodernamento di impianti e macchinari, la ricontrattazione dei contratti di *service* con i costruttori delle macchine turbogas, programmi di riduzione dei costi strutturali.

Inoltre è in corso un processo di revisione, uniformazione ed adeguamento complessivo dei contratti di manutenzione nonché specifiche azioni di razionalizzazione nella gestione dei magazzini ricambi. Sempre nell'ambito della produzione di energia da fonte termoelettrica, si segnala che il Gruppo pone particolare attenzione, attraverso un dialogo stabile e collaborativo, svolto per il tramite della struttura organizzativa Rapporti Istituzionali e Territoriali, con istituzioni, autorità e comunità locali, alle tematiche di rischio riguardanti i siti produttivi che utilizzano o hanno utilizzato combustibili fossili (Monfalcone, Brindisi, San Filippo del Mela). Tale presidio è volto a favorire una corretta percezione degli impianti nonché creare le migliori condizioni di contesto atte a perseguire la possibilità di una futura realizzazione di progetti di adeguamento e conversione secondo tecnologie innovative ed all'avanguardia. Ciò al fine di garantire i livelli occupazionali e scongiurare il sostenimento di potenziali costi per il *decommissioning* dei siti.

Si conferma la tematica relativa ai rapporti delle Società della *Business Unit* Ambiente e della *Business Unit* Reti e Calore con alcuni portatori di interesse, riferita alla futura realizzazione di nuovi impianti, all'ampliamento di quelli esistenti ovvero alla erogazione di nuovi servizi sui territori. Con specifico riferimento agli impianti di termovalorizzazione, di recupero dei rifiuti e di depurazione dei reflui, anche per effetto di una non corretta percezione delle opere, potrebbero essere promosse forme di opposizione e protesta amplificate attraverso l'uso dei *social network*, con potenziali effetti sulla realizzazione dei programmi di sviluppo. A presidio della tematica il Gruppo attua un'attività di dialogo costante con le comunità locali e con gli Enti di riferimento, anche attraverso la partecipazione a dibattiti pubblici, apposite conferenze stampa e campagne di comunicazione e sensibilizzazione nonché attraverso l'organizzazione dei forum *multi-stakeholder* pensati per promuovere il dialogo con il territorio. Il forum nasce con lo scopo di identificare delle soluzioni che possano rispondere in modo mirato ed efficace alle esigenze e alle aspettative dei portatori di interesse e che consentano di promuovere la sostenibilità ambientale, economica e sociale delle attività svolte dalle Società e dal Gruppo e dei servizi erogati sul territorio.

Inoltre si evidenzia come le Società del Gruppo attive nel *business* dell'illuminazione pubblica e nella gestione del ciclo integrato dei rifiuti, della pulizia delle strade e altri servizi essenziali per l'ambiente, l'igiene e il decoro delle città pongano particolare attenzione alla prosecuzione nell'affidamento delle proprie attività nei territori già serviti ovvero nell'aggiudicazione delle gare bandite per i medesimi servizi in nuovi ambiti territoriali; il costante monitoraggio delle opportunità, una efficace ed efficiente gestione delle gare di appalto e l'aggiudicazione delle medesime rivestono un ruolo critico per man-

tenere e sviluppare il posizionamento sul mercato di detti servizi e di conseguenza conservare ed espandere il *business* societario.

Si conferma, infine, la tematica collegata ai potenziali impatti sulla redditività dell’impianto di Acerra in esito a possibili criticità che dovessero emergere, nelle more della convenzione tra Regione Campania e la Società A2A Ambiente S.p.A., nella definizione dei meccanismi a garanzia dei ricavi dell’impianto a valle della conclusione del regime tariffario CIP6.

Un fattore di incertezza che deve essere considerato per una corretta analisi del contesto economico e sociale è rappresentato dalla “Brexit”: il 23 giugno 2016 il Regno Unito si è espresso, attraverso un referendum, per decidere se rimanere nell’Unione Europea. Più di 30 milioni di persone hanno votato e il 51,9% ha optato per il “*leave*”. Le conseguenze della “Brexit” sono incerte, anche in considerazione del fatto che i negoziati tra UK ed UE sulle condizioni di uscita sono ancora in corso. I possibili effetti economici della “Brexit” sull’Unione Europea si potrebbero concretizzare in una maggiore volatilità dei mercati finanziari, in minori esportazioni verso la Gran Bretagna per effetto dell’indebolimento della sterlina sull’euro, ma anche nel re-indirizzamento verso gli altri Paesi UE di quegli investimenti presumibilmente previsti in Gran Bretagna.

Nel medio periodo il FMI ha rivisto al ribasso le previsioni di crescita per il Regno Unito, mentre ha confermato lo scenario di espansione sia a livello globale che per i paesi dell’Eurozona.

Ciò premesso, in considerazione dei *business* operati dal Gruppo A2A sul territorio nazionale e presso altri paesi UE ed extra-UE, non si ritiene che il Gruppo stesso sia particolarmente esposto alla “Brexit” nel conseguimento degli obiettivi aziendali che intende perseguire.

Rischio paese

Il Gruppo A2A opera anche in Paesi Esteri caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi OCSE. A2A è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono produrre situazioni quali contrazione dell’attività economica, difficoltà finanziarie dei governi locali, elevati livelli di inflazione, forte svalutazione della valuta locale, cambiamenti imprevedibili degli scenari legislativi e regolatori fino ai rischi potenziali di nazionalizzazione e/o esproprio degli *asset* locali ovvero di inconvertibilità e/o intrasferibilità della moneta locale, tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità del Gruppo di operare in condizioni economiche soddisfacenti e/o il valore degli *asset* A2A.

Con riferimento alla quota azionaria detenuta nella società elettrica montenegrina EPCG, il Gruppo A2A ha esercitato, in data 1° luglio 2017, la *put option* di vendita sulla totalità delle azioni di proprietà A2A S.p.A. pari al 41,75% del capitale sociale di EPCG ad un prezzo concordato pari a 250 milioni di euro. La cessione avverrà in sette rate annuali, equivalenti, a partire dal mese di maggio 2018. Il Governo del Montenegro, controparte contrattuale dell’esercizio della *put option*, ha un merito creditizio, così come pubblicato dalle principali agenzie di *rating*, pari o equivalente a B+.

Rischio di interruzioni di business

Il Gruppo gestisce siti produttivi e servizi operativamente e tecnologicamente complessi (centrali elettriche, impianti di smaltimento, centrali di cogenerazione, reti di distribuzione, servizi di raccolta rifiuti e igiene urbana, servizio di erogazione di acqua potabile, ecc.) il cui malfunzionamento o danneggiamento accidentale potrebbe determinarne l’indisponibilità e, conseguentemente, comportare perdite economiche ed eventuali danni di immagine dovuti all’interruzione dei servizi erogati.

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

La salvaguardia degli impianti e delle infrastrutture del Gruppo prevede l’adozione ed il continuo aggiornamento, in linea con le *best practice* di settore, di procedure di manutenzione volte ad identificare e prevenire potenziali criticità, anche sulla base di specifiche analisi ingegneristiche compiute da personale tecnico dedicato. Prevede, inoltre, la revisione periodica degli impianti e delle reti, la riprogettazione di quelle parti di impianto che nel corso del tempo abbiano evidenziato problematiche strutturali, la condivisione delle esperienze operative tra i siti produttivi al fine di diffondere nel Gruppo le migliori e più innovative pratiche in ambito manutentivo, nonché l’erogazione di corsi di formazione

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

specifica per il personale tecnico. È ampiamente diffuso l'utilizzo di strumenti di controllo e telecontrollo dei parametri tecnici per il monitoraggio e la tempestiva rilevazione delle eventuali anomalie oltre che, ove possibile, il ricorso alla ridondanza delle componenti necessarie a garantire la continuità dei processi produttivi. Il processo di integrazione fra i nuclei ingegneristici specializzati presenti nel Gruppo A2A ha portato ad un rafforzamento delle competenze relative alle analisi diagnostiche e di *performance* degli impianti.

È inoltre prevista la progressiva adozione, su tutti gli impianti del Gruppo, di *software* e sistemi avanzati per il rilievo di problematiche tecniche incipienti ed il calcolo del rendimento effettivo degli stessi, volti a permettere un approccio ulteriormente predittivo, rispetto al passato, per la programmazione ed esecuzione delle manutenzioni. La graduale adozione dei presidi sopra elencati è anche prevista nei casi di acquisizione di nuovi siti produttivi per favorirne l'allineamento agli standard di Gruppo.

Con riferimento alla *Business Unit* Ambiente sono in essere specifiche attività e sono installati strumenti di monitoraggio a prevenzione del possibile manifestarsi del rischio di interruzione dei servizi di conferimento, trattamento e smaltimento dei rifiuti. In particolare, sono posti in essere controlli specifici per garantire la conformità dei rifiuti in ingresso agli impianti nonché l'adozione di un protocollo unificato per l'accettazione dei rifiuti in ingresso ai termovalorizzatori. Inoltre sono presenti impianti, sistemi e modalità operative specifiche di caricamento ed uscita dei materiali depositati presso i siti di stoccaggio e trattamento dei rifiuti volti al contenimento del rischio di sviluppo di incendi. La stessa *Business Unit* sta inoltre attuando operazioni di ottimizzazione della gestione di alcuni siti a supporto dell'efficientamento dei processi di smaltimento. Infine si evidenzia come siano stati pianificati, e in parte conclusi, interventi di carattere strutturale su tutti gli impianti del Gruppo, ed in particolare sui grandi impianti di termovalorizzazione, finalizzati a garantirne una maggior affidabilità e prospettiva di esercibilità nel tempo; si citano ad esempio la realizzazione di linee elettriche di *backup*, la sostituzione di componenti termomeccaniche giunte al termine della loro vita tecnica, rinnovamenti di strutture mirati a contenere fenomeni di ammaloramento, manutenzioni straordinarie finalizzate anche all'incremento delle potenzialità termiche dei medesimi impianti, rinnovamenti di quei sistemi di controllo degli impianti che risultano tecnologicamente obsoleti. A mitigazione di possibili ripercussioni sull'immagine del Gruppo, dovute alla temporanea impossibilità di conferimento dei rifiuti, è prevista inoltre la possibilità di mutuo soccorso tra gli impianti del Gruppo ed il coordinamento centralizzato delle fermate programmate per manutenzione.

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

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

Con riferimento a Linea Group Holding, le principali tematiche di rischio riguardano eventuali guasti sugli impianti di produzione di energia nonché sulle cabine primarie e secondarie di trasformazione o sulla rete di distribuzione di elettricità che potrebbero portare a discontinuità rilevanti con conse-

guenti impatti in termini di immagine societaria. Per far fronte a tali rischi la Società ha individuato le situazioni di maggior obsolescenza tecnica ed ha in corso investimenti per il rifacimento completo delle linee e dei gruppi di misura e di alcune ricevitrici sulla rete della città di Cremona.

Il Gruppo A2A è inoltre attivo in progetti riguardanti lo sviluppo della rete elettrica in ottica “*smart-grid*”, ovvero una rete “intelligente” con la quale è possibile scambiare informazioni sui flussi di energia e gestire in modo più efficiente i picchi di richiesta riducendo il rischio di interruzioni. In particolare la *Business Unit Reti* è impegnata nello sviluppo delle nuove soluzioni per le cosiddette reti “*smart*” dove, attraverso l’introduzione di tecnologia digitale, si realizzano nuove funzionalità necessarie per gestire la crescente complessità derivante dalla diffusione delle fonti di generazione distribuita collegate alle reti in bassa tensione e per meglio rispondere alle richieste del Regolatore e alle attese dei clienti. Sempre nell’ambito dei *business* innovativi il Gruppo è impegnato nello sviluppo dell’offerta, per clienti privati ed istituzionali, di servizi *smart* quali le teleletture dei contatori, la videosorveglianza, l’illuminazione pubblica a LED, i servizi di *parking*, *sharing* e alimentazione di veicoli elettrici nonché servizi di efficienza energetica. I rischi collegati all’erogazione e sviluppo di detti servizi sono relativi alla qualità degli stessi con conseguenti riflessi sul livello di soddisfazione della clientela. A presidio di dette tematiche si evidenziano il controllo da remoto degli impianti consistente nella ricezione delle segnalazioni e degli allarmi da apparati e sistemi, prassi di manutenzione per garantire efficienza e sicurezza degli utenti, corpo procedurale di gestione dei reclami e altre procedure del Sistema di Gestione Qualità.

Nel teleriscaldamento sono state sperimentate con successo modalità operative di modulazione dei consumi della clientela in determinate fasce orarie, volte ad evitare eccessivi picchi di utilizzo della potenza installata, con conseguenti possibili criticità per il funzionamento ottimale delle reti. Sono inoltre allo studio interventi di costruzione di nuovi impianti (caldaie elettriche da tenere a riserva, realizzazione di accumuli termici presso alcuni siti della Società) e nuove reti di trasporto del calore, finalizzati alla copertura della domanda energetica di punta ed al miglioramento dell’assetto strutturale della rete nonché attività di *revamping* di reti esistenti al fine di far fronte a fenomeni corrosivi. Tali operazioni vengono integrate, in ambito di manutenzione della rete, da una costante analisi ingegneristica a supporto degli interventi di riparazione. Sono inoltre in corso di esecuzione interventi da realizzarsi nell’arco dei prossimi anni, mirati a garantire la continuità del servizio di teleriscaldamento per le situazioni di temporanea interruzione di conferimento di calore alla rete da parte dei termovalorizzatori del Gruppo.

Una tematica di rischio rilevante, e che risulta trasversale a tutti gli ambiti di *business* chiamati a gestire impianti ed infrastrutture, è quella relativa agli accessi fisici non autorizzati di personale esterno al Gruppo che potrebbero ostacolare il corretto svolgimento delle attività di esercizio con potenziali ripercussioni sulla sicurezza del personale operativo, dei terzi non autorizzati, dei siti e dell’ambiente circostante nonché impatti di natura economica a fronte della necessità di dover interrompere le attività produttive. A mitigazione di tali possibili evenienze, si evidenzia come siano in fase di attuazione le attività di convergenza dei segnali, provenienti dai siti e infrastrutture delle Società del Gruppo, presso la *Security Control Room* di A2A. Inoltre è stata recentemente emanata la *Security Policy* e sono vigenti procedure per disciplinare il controllo degli accessi agli impianti ed i servizi di vigilanza. Sono in fase di valutazione, ed in parte già realizzati, ulteriori interventi quali studi sulla situazione degli impianti gas per aumentare il livello di sicurezza degli stessi, il potenziamento dei sistemi antintrusione e l’installazione di sistemi di controllo degli accessi con *badge*, telecamere e sistemi all’infrarosso. Le iniziative sopraelencate sono coordinate dalla struttura organizzativa *Group Security*, che è preposta alla gestione di tutti gli aspetti di *security* con l’obiettivo di garantire la protezione delle risorse umane e materiali, degli *asset* industriali e delle informazioni gestite dal Gruppo A2A.

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

Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
5 Analisi dei principali settori di attività
6 Rischi e incertezze
Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

Rischio variazioni climatiche

I rischi collegati alle variazioni climatiche fanno riferimento alla possibilità che le produzioni ed i consumi di prodotti (energia elettrica, gas per riscaldamento) e servizi (teleriscaldamento, gestione calore) erogati dal Gruppo possano essere influenzati negativamente da condizioni sfavorevoli, quali ad esempio la scarsità di precipitazioni ovvero temperature particolarmente miti nella stagione termica, con conseguenti riflessi negativi sulla redditività attesa. Con riferimento alla *Business Unit* Generazione e *Trading*, scarse precipitazioni comporterebbero una minor disponibilità di risorse idriche rispetto a valori attesi (basati su stime di natura statistica). Per garantire l'ottimale sfruttamento delle risorse idriche disponibili, anche in presenza di periodi caratterizzati da particolare carenza, si evidenzia un presidio organizzativo costituito da unità aziendali dedicate all'elaborazione di analisi e modelli ingegneristici a supporto della programmazione, sia di medio che di breve termine, degli impianti idroelettrici. Si segnala altresì che gli impianti idroelettrici del Gruppo hanno differenti caratteristiche in termini di sfruttamento della risorsa idrica e che sono distribuiti sul territorio italiano. Per quanto riguarda la *Business Unit* Reti e Calore e la *Business Unit* Commerciale, temperature invernali più miti di quelle attese comporterebbero una minor domanda, da parte dell'utenza finale, di gas e calore destinati al riscaldamento. Il presidio è costituito dalla presenza di unità aziendali dedicate al costante aggiornamento delle previsioni di domanda in relazione all'andamento atteso delle temperature nonché alla conseguente gestione ed ottimizzazione della produzione/fornitura di calore; inoltre si evidenzia come siano allo studio nuove iniziative che consentano di approvvigionare potenza termica, da destinare alle utenze del teleriscaldamento a condizioni maggiormente economiche rispetto all'utilizzo del gas, tramite il recupero di calore da impianti ed infrastrutture del Gruppo e di terzi, quali depuratori, acquedotti e acciaierie.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso d'interesse è relativo all'incertezza associata all'andamento dei tassi d'interesse, le cui variazioni possono determinare, dato un certo ammontare e composizione del debito, un aumento degli oneri finanziari netti. La volatilità degli oneri finanziari associata all'andamento dei tassi di interesse viene pertanto monitorata e mitigata tramite una politica di gestione del rischio tasso volta all'individuazione di un mix equilibrato di finanziamenti a tasso fisso e a tasso variabile e l'utilizzo di strumenti derivati di copertura che limitino gli effetti delle fluttuazioni dei tassi di interesse. Per l'analisi e la gestione dei rischi relativi al tasso di interesse è stata condotta internamente al Gruppo un'analisi di sensitività degli oneri finanziari, applicando all'indebitamento finanziario e ai contratti finanziari derivati una variazione teorica in aumento ed in diminuzione di 50 *basis points* dei tassi di interesse euribor di riferimento. Nella sezione "Altre Informazioni/Rischio di tasso di interesse" del Bilancio consolidato sono riportati i risultati dell'analisi esposta e sono inoltre illustrati gli effetti sulla variazione del *fair value* dei derivati conseguente ad una variazione della curva *forward* dei tassi di interesse di +/- 50 bps.

Rischio credito

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

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

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

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

Relativamente alle controparti commerciali, ed in ottemperanza alle procedure in essere (*Credit Risk Policy*), la mitigazione del Rischio avviene tramite la valutazione preventiva, l'ottenimento di garanzie

e collaterali, la gestione delle compensazioni, l’ottimizzazione dei processi di sollecito e recupero del credito, nonché l’utilizzo di strumenti di monitoraggio e *reporting*. *Group Risk Management* interviene nella gestione del credito commerciale sia direttamente che indirettamente, attraverso un apposito modello proprietario, nella definizione del merito creditizio e del limite di fido dei clienti *business*, per i quali è richiesta deroga al rilascio di garanzia.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità riguarda la capacità del Gruppo di far puntualmente fronte ai propri impegni di pagamento. A presidio di tale rischio il Gruppo garantisce il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie, nonché di un *liquidity buffer* sufficiente a far fronte agli impegni inattesi. Al 31 dicembre 2017 il Gruppo ha contrattualizzato linee di credito *revolving committed* per 600 milioni di euro, non utilizzate. Inoltre ha a disposizione finanziamenti bancari a lungo termine non ancora utilizzati per un totale di 120 milioni di euro e disponibilità liquide per complessivi 691 milioni di euro. La gestione del rischio liquidità è perseguita dal Gruppo anche mantenendo in essere un Programma di Emissioni Obbligazionarie (*Euro Medium Term Note Programme*) sufficientemente capiente e parzialmente inutilizzato tale da consentire alla società un tempestivo ricorso al mercato dei Capitali. Alla data odierna tale programma ammonta a 4 miliardi di euro, di cui 1.438 milioni di euro ancora disponibili.

Rischio rispetto *covenants* su debito

Tale rischio sussiste qualora i contratti di finanziamento prevedano la facoltà da parte del soggetto finanziatore, al verificarsi di determinati eventi, di chiedere il rimborso anticipato del finanziamento, comportando quindi un potenziale rischio di liquidità in capo al Gruppo. Nella sezione “Altre Informazioni/Rischio rispetto *covenants*” del Bilancio consolidato sono illustrati nel dettaglio tali rischi relativi al Gruppo A2A. Nella medesima sezione sono inoltre elencati i finanziamenti che contengono *covenants* finanziari. Al 31 dicembre 2017 non vi è infine alcuna situazione di mancato rispetto dei *covenants* delle società del Gruppo A2A.

Rischio ambientale

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

A presidio di tali potenziali eventi di rischio il Gruppo ha posto in essere azioni di diversa natura: modalità di progettazione e costruzione dei siti di deposito e stoccaggio dei materiali di rifiuto volte a prevenire fenomeni di inquinamento, sistemi di monitoraggio e presenza di barriere statiche e dinamiche che consentano di rilevare fenomeni di inquinamento attribuibili ai siti stessi, sistemi di prevenzione e/o abbattimento delle concentrazioni degli inquinanti nelle emissioni gassose, impianti di depurazione delle acque destinate agli scarichi degli impianti di produzione di energia e di trattamento rifiuti, sistemi di misurazione continua/periodica delle concentrazioni degli inquinanti nelle emissioni. Per quanto attiene alla tematica relativa alla gestione degli invasi, con specifico riferimento alle attività di manutenzione/rimozione dei sedimenti ed ai corrispondenti possibili effetti negativi sulle acque e sul territorio locale, si evidenzia come siano in essere modalità controllate e specifiche per l’esecuzione delle operazioni di svaso volte a minimizzare gli effetti sull’ambiente.

Con riferimento alla tematica della depurazione delle acque sono in fase di valutazione, progettazione ed avviamento interventi di miglioramento e potenziamento delle infrastrutture esistenti.

Infine si evidenzia come il Gruppo ponga particolare attenzione, nell’ambito delle attività di acquisizione di nuovi *asset*, alla eventuale presenza di “passività ambientali”, vale a dire quelle situazioni di rischio o non conformità latenti connesse al funzionamento degli stabilimenti e collegate alle precedenti gestioni, al fine di porre in atto tutte le misure volte alla loro rimozione.

Il Gruppo, fortemente impegnato nella prevenzione di tali rischi, ha adottato un documento di indirizzo sulla “Politica per la Qualità, l’Ambiente e la Sicurezza del Gruppo A2A” che si configura come lo strumento attraverso il quale viene delineato l’approccio a queste tematiche. Tale documento, ampiamente diffuso all’interno e all’esterno del Gruppo, esplicita i valori che sono alla base dell’operatività

Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
5 Analisi dei principali settori di attività
6 Rischi e incertezze
Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

aziendale e che la Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza è impegnata a diffondere e a far condividere così da guidare l'operato quotidiano di ciascun collaboratore.

La Struttura Organizzativa Ambiente, Salute e Sicurezza supporta altresì il vertice aziendale nella definizione delle politiche in materia, verificando la loro corretta attuazione e il rispetto delle normative applicabili in tutte le realtà e nei processi interni. Le principali attività della struttura consistono nella definizione di linee guida, nel presidio della normativa di Ambiente e Sicurezza e nella sua diffusione all'interno del Gruppo, nonché nell'effettuazione di *audit* periodici, sia di conformità normativa che di rispetto delle procedure aziendali.

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

Il Gruppo presidia in maniera diretta le tematiche di rischio in oggetto anche attraverso le Strutture Organizzative Ambiente, Salute e Sicurezza di società e di sito, che forniscono il necessario supporto a dipendenti, funzionari e *management* nel presidio degli aspetti ambientali significativi, nella presa in carico delle evoluzioni normative e nella gestione del sistema HSE (*Health Safety Environment*).

Inoltre, la struttura organizzativa *Enterprise Risk Management*, in coordinamento con le strutture organizzative Ambiente Salute e Sicurezza, dialoga con i responsabili delle *Business Unit* per supportare l'individuazione e l'approfondimento degli eventuali rischi ambientali anche in attuazione della nuova norma ISO14001:2015. Come richiamato sopra, i sistemi di gestione ambientali in essere, consentono dunque di individuare e presidiare gli aspetti ambientali legati alle attività e ai processi riducendo al minimo la rischiosità in campo ambientale dovuta alle attività del Gruppo.

Il Gruppo è attivo inoltre nella prevenzione di situazioni anomale o eventi esterni particolari, quali ad esempio le tematiche di rischio connesse al conferimento agli impianti di materiali fuori specifica. Il Gruppo attua uno stretto controllo sui materiali in ingresso agli impianti, la ricerca di sistemi di monitoraggio delle emissioni in linea con le migliori tecnologie disponibili, l'uso di metodiche di analisi con basso limite di rilevanza, che consentono quindi la rilevazione di concentrazioni bassissime di microinquinanti, e la scelta di materiali e tecniche per il sistema di depurazione dei fumi in grado di assorbire anche la eventuale presenza di maggiori quantità di inquinanti rispetto alle attese, garantendo quindi il rispetto dei limiti prescritti.

Un altro ambito di rischio riguarda l'eventuale strumentalizzazione di dati e informazioni ambientali che, pur senza fondamento, possono danneggiare l'immagine del Gruppo ovvero ostacolare il regolare esercizio degli impianti. A presidio di tali rischi il Gruppo attua il monitoraggio costante dei parametri ambientali sia della qualità delle acque distribuite che delle proprie emissioni, il dialogo costante con le comunità locali e con gli Enti, la pubblicazione di specifica reportistica. Il Gruppo è infatti impegnato, a vari livelli, nel dialogo costante e trasparente e nei rapporti con gli Enti, con le comunità di riferimento e con gli *stakeholders*, anche mediante strumenti quali le Dichiarazioni Ambientali (pubblicate per i siti che aderiscono al regolamento EMAS).

Altre tematiche di rischio in campo ambientale riguardano la eventuale introduzione di normative più restrittive che possano richiedere investimenti di adeguamento degli impianti nonché la revisione dei processi produttivi e delle modalità di gestione dei residui: particolare rilevanza, al momento, viene assunta da possibili modifiche delle norme relative alla classificazione dei residui della combustione dei rifiuti nei termovalorizzatori (scorie recuperate dai fondi delle caldaie). Per gestire tale tema il Gruppo adotta una politica di monitoraggio dei cambiamenti normativi, di dialogo collaborativo con le istituzioni (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Regioni, ecc), nonché di partecipazione attiva ad associazioni di categoria e a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi Enti. Ciò anche al fine di essere sempre in linea con le migliori tecniche disponibili in campo ambientale e di programmare in modo efficiente gli eventuali nuovi investimenti che si rendessero necessari. In tale ottica il Gruppo partecipa, ad esempio, ai tavoli di lavoro per la definizione dei BREF (*Best Available Techniques Reference Document*) per gli LCP (*Large Combustion Plants*), per il *Waste Treatment* e per il *Waste Incineration*.

L'attività di aggiornamento del Modello di Organizzazione e Gestione ex D.Lgs. n. 231/2001 con riferimento all'introduzione dei reati ambientali in seguito all'emanazione della Legge 68/2015 è in fase di progressiva estensione presso tutte le società del Gruppo.

A copertura del rischio ambientale residuale, il Gruppo A2A ha stipulato un’assicurazione contro i danni da inquinamento, sia di tipo accidentale che graduale ovvero sia per eventi originati da un fatto improvviso ed imprevedibile, sia in caso di danno ambientale connaturato con l’esercizio continuativo delle attività.

Rischi di *information technology*

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

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

Il Gruppo, oltre a definire contratti di affidamento in *outsourcing* dei servizi ICT che prevedono *service level agreement* chiaramente definiti, ha messo a punto un processo per garantire la possibilità di operare, anche in caso di indisponibilità di uno dei due CED (Centro Elaborazione Dati), per alcuni sistemi la cui continuità operativa è ritenuta maggiormente critica. Inoltre sono state portate a termine le attività di *transportation* del *Data Center* di Milano presso le infrastrutture di un fornitore esterno compiendo in tale modo un significativo passo in avanti nel conseguimento di più elevati livelli di sicurezza in termini di continuità del servizio. Si sottolinea altresì che sono attualmente presenti presidi di reperibilità di fornitori e risorse interne al Gruppo per fare fronte ad attacchi logici, attacchi virali e cadute di sistema. Inoltre sono state avviate ulteriori attività mirate ad incrementare ulteriormente i livelli di affidabilità e continuità di erogazione dei servizi ICT, quali la valutazione e successiva implementazione di progetti, tra loro alternativi, di miglioramento infrastrutturale del CED di Brescia. Si segnala infine l’avvio delle attività di strutturazione del *Business Continuity Plan*, volto a costituire prospetticamente lo strumento attraverso cui il Gruppo potrà fare fronte a ulteriori scenari di indisponibilità dei servizi per gli ambiti ritenuti più critici.

La riservatezza e la sicurezza delle informazioni sono oggetto di presidi specifici da parte del Gruppo, attraverso politiche interne, strumenti di segregazione degli accessi alle informazioni, nonché attraverso specifici accordi contrattuali con i soggetti terzi che eventualmente debbano accedere alle informazioni sensibili. Per migliorare ulteriormente il presidio in essere, è in corso l’allineamento tra il modello dei ruoli organizzativi e il modello dei ruoli tecnici di *Segregation of Duties* implementato nei sistemi; dalla suddetta attività di verifica, si procederà con l’implementazione dei profili finalizzata al rafforzamento degli aspetti di sicurezza per i sistemi informativi più critici. Sono state introdotte misure di *Network Access Control - NAC* - agli elementi della rete aziendale (computer, server, firewall e router) e strumenti *Cyberark*, che rappresentano un approccio specifico al *network management and security* ed il cui scopo è rafforzare la sicurezza della rete, monitorandone tutti gli accessi sulla base della *policy* di sicurezza. È stata siglata una convenzione con CNAIPIC (Centro Nazionale Anticrimine Informatico per la Protezione delle Infrastrutture Critiche), al fine di istituire forme di collaborazione diretta e gestione di possibili *incident*. Infine, sono state completate le rimanenti attività collegate al *masterplan* organico della sicurezza ICT. In tale ottica sono state predisposte specifiche *policy* relative all’utilizzo dei dispositivi mobili, oggi sempre più largamente utilizzati nello svolgimento delle attività di *business*. Sempre con riferimento al tema della riservatezza e sicurezza dei dati si evidenzia l’impegno del Gruppo nella definizione ed implementazione di misure di natura organizzativa e tecnologica relative a quanto previsto nel Regolamento UE 2016/679 alias “GDPR”; il coordinamento della tematica viene garantito attraverso la struttura organizzativa “*Group Compliance*”. È stato ultimato, in ambito ICT di Gruppo, uno studio finalizzato ad identificare le principali caratteristiche degli attuali

Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
5 Analisi dei principali settori di attività
6 Rischi e incertezze
Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

sistemi di gestione dei processi industriali (quali ad esempio i sistemi SCADA) che, in ragione di una sempre più spinta integrazione con i sistemi "IT" (*Information Technology*) risultano potenzialmente esposti a rischi di sicurezza ed integrità.

Si segnala, infine, che sono in fase di valutazione coperture assicurative specifiche per l'ambito ICT volte alla mitigazione dei potenziali danni collegati a violazioni ed intrusioni nei sistemi aziendali (*cyber-crime*).

Con riferimento a Linea Group Holding S.p.A., nel corso del 2017 l'azienda ha messo in atto una serie di attività finalizzate ad intraprendere il percorso operativo di integrazione con il Gruppo A2A; a tale proposito, è opportuno evidenziare il tema del rischio associato alla convergenza, sulla più ampia mappa applicativa A2A, dei sistemi e delle piattaforme aziendali. A presidio di questa tematica, si evidenzia che verranno implementate le misure necessarie a minimizzare il rischio derivante dalle conversioni dati e trasferimento degli stessi su differenti mappe applicative. Con il previsto conferimento della controllata Linea Com S.r.l. in A2A Smart City S.p.A. verrà condiviso un approccio comune ed integrato a livello di servizi ICT del Gruppo.

Rischio salute e sicurezza

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

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

Attraverso la Politica per la Qualità, l'Ambiente e la Sicurezza (che prevede un programma di adeguamento al Sistema di Gestione della Sicurezza dei lavoratori a norma ISO 14001 e OHSAS 18001) le misure di prevenzione adottate mirano ad un obiettivo di "rischio zero", promuovendo una costante crescita dei livelli di sicurezza nell'ambiente di lavoro. In particolare, in tale ottica, è in corso l'adozione di ulteriori modelli di valutazione del rischio Ambiente, Salute e Sicurezza a livello di singolo impianto.

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

È previsto il progressivo potenziamento del presidio organizzativo che, tra le altre attività, svolge ispezioni specifiche volte a monitorare il rispetto delle procedure di attuazione delle normative in materia, nonché attività di aggiornamento formativo del personale. A questo proposito sono stati definiti piani di formazione specifici per ogni ruolo e incarico aziendale ed è stata avviata l'erogazione di tali corsi di formazione. Inoltre sono stati attuati e sono in fase di progressiva estensione a tutte le *Business Unit* programmi di formazione "*Leadership in Health and Safety – LiHS*", che prevedono a tutti i livelli un coinvolgimento emozionale sul tema della sicurezza e la diffusione della cultura della sicurezza tramite persone *leader* individuate all'interno delle aree operative.

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

Infine risulta pressoché ultimato, nell'ottica di miglioramento continuo del presidio, il processo di revisione dell'attuale modello di gestione della sorveglianza sanitaria dei dipendenti svolto attraverso l'ausilio di un'*équipe* di medici competenti dislocati territorialmente che effettuano valutazioni periodiche dello stato di salute del personale. Nell'ambito di tale processo di revisione verranno sviluppati specifici strumenti di analisi e *reporting* relativi alle risultanze delle attività di sorveglianza sanitaria.

A supporto del processo di miglioramento continuo della sicurezza è stato messo a punto un Sistema di analisi e controllo su incidenti e infortuni. Tale sistema è attivo presso le principali Società del Gruppo e prevede la predisposizione di una reportistica periodica che, attraverso indicatori specifici ed informazioni sempre più dettagliate, fornisca un supporto nell'individuazione delle cause e delle azioni correttive e di mitigazione di incidenti ed eventi infortunistici.

In ambito sicurezza una ulteriore tematica è quella collegata ai rischi di incolumità per i dipendenti che operano a contatto con il pubblico e/o cittadini per esempio in attività legate al recupero della morosi-

tà, ai controlli sulla correttezza della raccolta differenziata, alle sostituzioni/distacchi di contatori. Per gestire tali rischi il Gruppo svolge attività di formazione specifica del proprio personale.

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

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

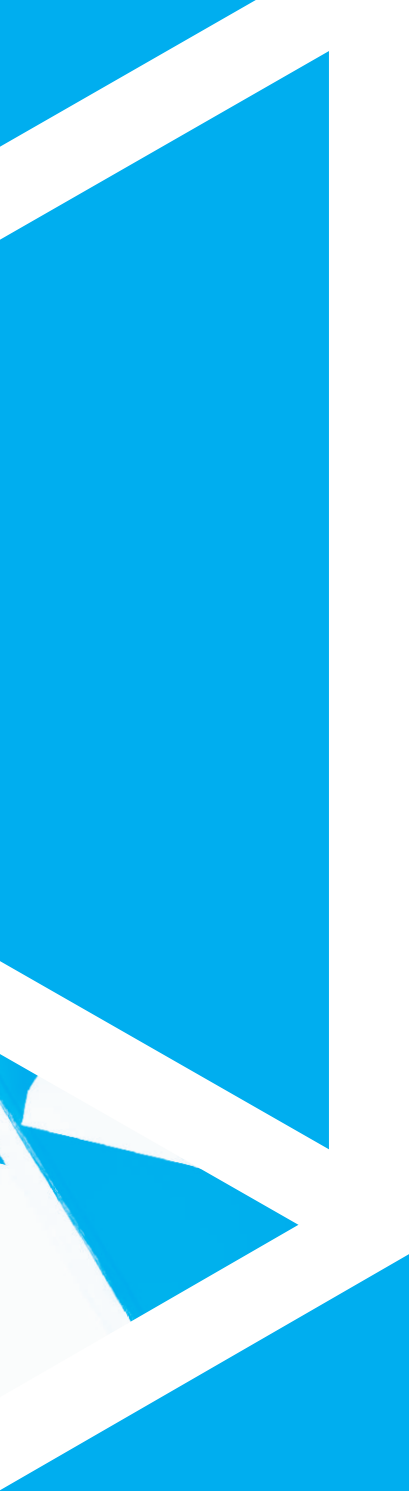
6
**Rischi e
incertezze**

*Rischi e
incertezze*

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni





7 Gestione responsabile della sostenibilità

Gestione responsabile della sostenibilità

Da ormai più di un ventennio le tematiche legate alla sostenibilità rappresentano un punto di attenzione nelle agende politiche dei Paesi, data la diffusa, e sempre maggiore, consapevolezza da parte di governi, imprese e società civile sulla necessità di attivare azioni concrete volte a garantire uno sviluppo sostenibile.

Nel novembre 2015, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha istituito il Comitato per la Sostenibilità e il Territorio e ha deciso di attuare un impegnativo programma di *Corporate Social Responsibility*, fondato su 4 pilastri: pubblicazione del Bilancio di Sostenibilità e graduale trasformazione dello stesso in *Report Integrato*; definizione di una Politica e di un Piano di Sostenibilità e conseguente introduzione di obiettivi di sostenibilità nel sistema di incentivazione del *management*; estensione del modello di coinvolgimento degli *stakeholder* basato su forum *multistakeholder* e bilanci di sostenibilità territoriali; sviluppo di programmi di formazione interna finalizzati al consolidamento di un approccio condiviso alla sostenibilità.

Il 15 maggio 2017 l'Assemblea degli azionisti di A2A ha approvato il primo Bilancio Integrato del Gruppo, redatto prendendo a riferimento l'*Integrated Reporting Framework* (IR Framework), delineato dall'*International Integrated Reporting Council* (IIRC). Il documento fa riferimento ai principi del «*Sustainability Reporting Guidelines G4*» del *Global Reporting Initiative* (GRI) e dell'*Electric Utilities Sector Supplement – G4 Standard Disclosure*.

L'adesione ai principi del *Report Integrato* comporta l'obiettivo di illustrare il processo con cui un'organizzazione crea valore nel tempo. È stato quindi scelto di dare al bilancio una struttura che segua la logica dei capitali, cioè le variabili che determinano la creazione di valore. Attraverso l'analisi dei capitali che influenzano e sono influenzati dalle attività della Società, A2A vuole comunicare in modo chiaro l'integrazione esistente e necessaria tra gli aspetti economici e quelli sociali e ambientali nei processi decisionali aziendali, ma anche nella definizione della strategia, nella *governance* e nel modello di *business* del Gruppo. Nel 2018, A2A pubblicherà un Bilancio Integrato, che costituirà a tutti gli effetti anche la Dichiarazione Non Finanziaria ai sensi del D.Lgs 254/16, che ha introdotto per determinate categorie di imprese l'obbligo di rendicontare informazioni relative a tematiche di carattere ambientale e sociale.

Il monitoraggio del Piano di Sostenibilità 2016-2020, inserito nel documento, ha mostrato che il Gruppo sta lavorando nella giusta direzione per raggiungere gli sfidanti obiettivi prefissati sia al 2020 sia al 2030; non sono mancati tuttavia elementi di criticità che sono stati discussi dai vertici aziendali al fine di verificarne le motivazioni sottese, consentendo così di mettere in atto strategie risolutive o di adeguare, ove necessario i target, coerentemente con il Piano Industriale.

È proseguita, per tutto il 2017, l'attività di ascolto degli *stakeholder* con i forum Ascolto di Milano e del Friuli Venezia Giulia. Il primo, tenutosi il 30 gennaio 2017, aveva l'obiettivo di raccogliere le idee e le proposte di chi vive quotidianamente la città per renderla migliore, più vivibile ed efficiente. Per la prima volta, tutti i cittadini hanno potuto partecipare a questa sfida, grazie ad una piattaforma *web* (www.forumascaltoa2a.eu) appositamente dedicata, sulla quale è stato possibile caricare idee, votarle, condividerle e commentarle anche su Facebook. Dai lavori della giornata sono nate 9 idee, mentre sulla piattaforma *on line* A2A ha ricevuto 42 proposte. Sulla base di una valutazione della fattibilità delle proposte e del valore condiviso generato, A2A ha sviluppato progetti su quattro aree di intervento: mobilità, decoro urbano, illuminazione pubblica e lotta allo spreco alimentare. Il secondo Forum Ascolto, tenutosi a Udine il 18 dicembre 2017, è stato anzitutto l'occasione per presentare il primo bilancio di sostenibilità territoriale di A2A del Friuli Venezia Giulia, riferito in particolare alle province di Udine e Gorizia dove A2A è presente con le sue attività. È il sesto bilancio territoriale pubblicato quest'anno dopo quelli di Brescia, Milano, Varese, Bergamo e Valtellina-Valchiavenna. In aggiunta, i partecipanti al forum sono stati coinvolti, attraverso tavoli di lavoro, nella definizione delle tematiche oggetto di una *call*, che A2A lancerà nel 2018, per supportare iniziative finalizzate allo sviluppo sostenibile del territorio. Ai vincitori verrà garantito, oltre ad un sostegno economico, un percorso di *light incubation* per lo sviluppo della loro idea progettuale.

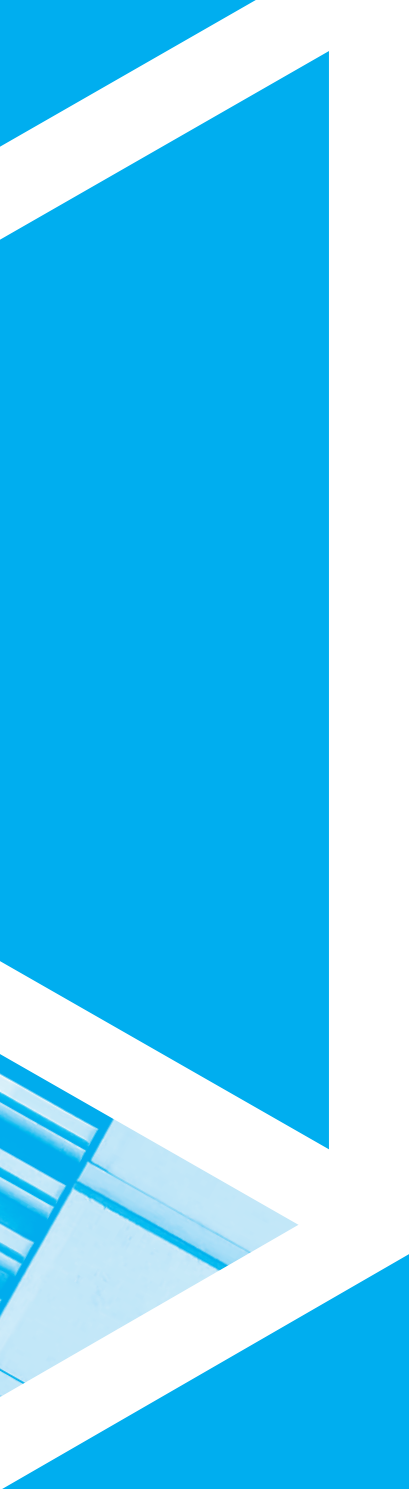
Rispetto ai progetti emersi dai forum precedenti:

- nel territorio della Valtellina-Valchiavenna: a maggio si è concluso il progetto Scuola Energetica, per promuovere il tema dell'efficienza energetica in alcuni istituti tecnici della provincia di Sondrio ed è stata inaugurata la Ciclovía dell'Energia, la nuova pista panoramica di ciclo-*trekking* che collega gli impianti idroelettrici di A2A della zona;
- a Bergamo: il 18 novembre è stato inaugurato un Centro del Riuso, una struttura coperta dedicata e attrezzata all'interno della piattaforma ecologica di via Goltara, dove i cittadini possono conferire liberamente i beni dismessi per prolungarne il ciclo di vita. Così come è stato inaugurato, presso il termovalorizzatore di Bergamo, il totem multimediale per fornire informazioni sul funzionamento dell'impianto (calore ed energia prodotta, emissioni in atmosfera). Avviato anche il concorso "Action2Art", dedicato agli istituti scolastici superiori, per la realizzazione di manufatti utilizzando oggetti conferiti alla piattaforma ecologica;
- a Brescia: sono proseguite le attività *educational*, sviluppate con altri operatori del territorio; si ricordino, ad esempio, la manifestazione di piazza "Brescia in circolo", con Brescia Mobilità, sui temi mobilità, acqua e raccolta differenziata e l'accordo per la realizzazione di una nuova mostra sul ciclo di rifiuti al Parco dell'Acqua, in collaborazione con Ambiente Parco; continua inoltre l'estensione del teleraffrescamento.

È proseguito, infine, il progetto di responsabilità sociale emerso dal forum di Brescia, ma operativo su tutto il territorio lombardo, Banco dell'energia, promosso da A2A con Fondazione AEM e Fondazione ASM, in collaborazione con Fondazione Cariplo. L'iniziativa è entrata nella sua fase più importante: sono stati infatti individuati gli interventi che riceveranno il contributo degli enti promotori, pari complessivamente a 2 milioni di euro. In particolare, sono stati selezionati e pubblicati *online* i 15 progetti, promossi da 68 enti, finalizzati a supportare situazioni di vulnerabilità economica e sociale su tutto il territorio lombardo. I destinatari finali (circa 6.000 persone) saranno intercettati dalle associazioni e coinvolti in un percorso che affiancherà al pagamento delle spese urgenti (come le bollette di qualunque operatore energetico), percorsi di recupero a 360°, per contrastare il rischio di uno scivolamento verso la povertà. Le famiglie potranno richiedere gli aiuti ed essere inserite nei programmi di recupero rivolgendosi direttamente alle Onlus capofila secondo il territorio di appartenenza.

Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
2 Scenario e mercato
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A
4 Risultati consolidati e andamento della gestione
5 Analisi dei principali settori di attività
6 Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni





8
Altre
informazioni

Altre informazioni

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

Il bilancio d’esercizio di A2A S.p.A. è sottoposto a revisione contabile completa, da parte della società EY S.p.A. sulla base dell’incarico conferito dall’assemblea dei soci per gli esercizi dal 2016 al 2024.

Nella seguente tabella sono riepilogati gli onorari corrisposti per l’attività di revisione nell’ambito del Gruppo nel corso del 2017, suddivisi tra il revisore principale EY S.p.A. e gli altri revisori.

Descrizione <i>migliaia di euro</i>	Revisore principale	Altri revisori
A2A S.p.A.		
Revisione del bilancio d’esercizio	145,0	
Revisione del bilancio consolidato	42,0	
Verifiche periodiche della contabilità	21,0	
Revisione limitata della relazione semestrale	67,0	
Revisione dei conti annuali separati per ARERA	15,0	
Ulteriori attività di verifica e attestazione	45,0	
Totale	335,0	-
Società controllate		
Revisione del bilancio d’esercizio	711,3	
Verifiche periodiche della contabilità	190,8	
Revisione limitata della relazione semestrale	181,5	
Revisione dei conti annuali separati per ARERA	51,0	
Ulteriori attività di verifica e attestazione	-	
Gruppo LGH	296,0	
Totale	1.430,6	-
Società collegate e Joint Ventures (1)		
Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento	33,9	
Totale	33,9	-
TOTALE GRUPPO A2A	1.799,5	-

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

Nel corso dell’esercizio 2017 oltre alle attività di revisione sopra riportate si segnala che sono state svolte, da società appartenenti al *network* EY, altre attività per l’ammontare complessivo di 123 migliaia di euro che hanno riguardato principalmente attività di competenza del revisore legale della società così come previsto dalla normativa vigente.

Azioni proprie

Al 31 dicembre 2017 A2A S.p.A. possiede n. 23.721.421 azioni proprie, pari allo 0,757% del capitale sociale composto da n. 3.132.905.277 azioni. Al 31 dicembre 2017 non sono detenute azioni proprie per il tramite di società controllate, società finanziarie o per interposta persona.

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

Sedi secondarie

La società non ha sedi secondarie.

Parti correlate e consolidato fiscale

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

Regolamento Mercati Consob (n. 16191/2007)

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

In applicazione di quanto previsto dall'articolo 39 del Regolamento Mercati emanato da Consob con riferimento alle "Condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti, società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea" di cui all'art. 36 del citato Regolamento, A2A S.p.A. ha provveduto ad allinearsi, per quanto concerne la controllata EPCG, alle previsioni indicate in merito all'adeguatezza dei sistemi amministrativo-contabili, con riguardo alle dimensioni dell'attività in oggetto, e al flusso informativo verso la direzione e il revisore centrale, funzionale all'attività di controllo dei conti consolidati della Capogruppo.

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

Le informazioni sul governo societario e gli assetti proprietari di cui all'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998, come modificato, sono contenute in apposito fascicolo "Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017" parte integrante della documentazione di bilancio.

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

Il Consiglio di Amministrazione del 20 giugno 2016 ha deliberato, previo parere favorevole del Comitato di Controllo Rischi, la revisione della procedura "Disciplina delle operazioni con Parti Correlate". La revisione della Procedura prevede in particolare la riduzione, introdotta in via facoltativa, della soglia per le operazioni con le controllate dei Comuni di Milano e Brescia, al di sopra della quale prevedere l'applicazione della Procedura stessa.

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

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

3
Evoluzione della
regolazione ed
impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Altre informazioni