



2018

Relazione
sulla Gestione



Relazione sulla Gestione

2018

Indice

Lettera agli Azionisti	4
Organi sociali	7
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A	
<i>Business Units</i>	10
Aree geografiche di attività	12
Struttura del Gruppo	14
Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2018	15
Azionariato	18
A2A S.p.A. in Borsa	19
Indicatori Alternativi di <i>Performance</i> (AIP)	22
2 Scenario e Mercato	
Quadro macroeconomico	28
Andamento del mercato energetico	30
3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle <i>Business Units</i> del Gruppo A2A	
<i>Business Unit</i> Generazione e <i>Trading</i>	35
<i>Business Unit</i> Mercato	43
<i>Business Unit</i> Ambiente	48
<i>Business Unit</i> Reti e Calore	56
<i>Business Unit</i> Estero	73

4 Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria	76
Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio	86
Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2018	93
Evoluzione prevedibile della gestione	95
Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2018 e distribuzione del dividendo	96

5 Analisi dei principali settori di attività

Sintesi dei risultati per settore di attività	98
Risultati per settore di attività	102
<i>Business Unit Generazione e Trading</i>	104
<i>Business Unit Mercato</i>	107
<i>Business Unit Ambiente</i>	109
<i>Business Unit Reti e Calore</i>	111
<i>Business Unit Estero</i>	114
A2A Smart City	115
<i>Corporate</i>	116

6 Rischi e incertezze

Rischi e incertezze	118
---------------------	-----

7 Gestione responsabile della sostenibilità

Gestione responsabile della sostenibilità	132
---	-----

8 Altre informazioni

Altre informazioni	136
--------------------	-----

Lettera agli Azionisti

Il 2018 è stato per A2A un anno importante: il decennale dalla sua costituzione. La nostra storia ha avuto inizio più di 100 anni fa con le municipalizzate di Milano e Brescia e, oggi come allora, siamo impegnati ad ascoltare le esigenze dei cittadini e delle istituzioni per costruire insieme un percorso verso un futuro più sostenibile. Questo decennio ci restituisce un'azienda più *green*, orientata all'innovazione tecnologica e al digitale, capace di diventare un punto di riferimento tra le *multiutility* per un nuovo modello di aggregazione territoriale, portatrice di una cultura organizzativa, finalmente propria e originale, generata dai successi e fallimenti della sua storia recente.

Le *performance* economiche e finanziarie del 2018 sono state eccellenti: è stato raggiunto un record storico sull'Utile Netto (344 milioni di euro, +17% rispetto al 2017 e miglior risultato dalla costituzione di A2A) ed eguagliato il record del 2016 sul Margine Operativo Lordo (1.231 milioni di euro, +3% rispetto al 2017); grazie alla forte generazione di cassa del periodo (+204 milioni di euro), la struttura patrimoniale-finanziaria è stata ulteriormente rafforzata rispetto allo scorso anno (rapporto Posizione Finanziaria Netta/Margine Operativo Lordo in riduzione del 9%).

In linea con quanto già iniziato nel 2017, abbiamo migliorato la nostra impronta *green*, rafforzando la presenza del Gruppo nel settore delle energie rinnovabili (94 MW di potenza fotovoltaica installata, quasi triplicando quella installata a fine 2017) e inaugurando a Cavaglià (Biella) il primo impianto di trattamento della plastica del Gruppo, a cui a breve ne seguirà un altro a Muggiano (Milano).

Nel 2018 si è concretizzato un importante progetto di aggregazione che comprende le principali *public utilities* lombarde (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.), finalizzato a valorizzare, secondo il modello della "*Multiutility dei Territori*", competenze e presenza radicata sul territorio. Tale processo di *partnership* ha consentito alla nostra *community* di allargarsi ulteriormente a 5 nuove province.

L'obiettivo dei prossimi 5 anni, coerentemente con le linee guida già definite nel Piano Strategico presentato lo scorso anno (TEC: T – Trasformazione; E – Eccellenza; C – *Community*), è spingere ulteriormente sulla sostenibilità ambientale, sull'innovazione tecnologica e sui servizi alle comunità locali, conseguendo grazie a queste linee di sviluppo risultati economico-finanziari sfidanti. In particolare, nel Piano Strategico 2019-2023, sono previsti quasi 4 miliardi di euro di investimenti (di cui circa 300 milioni di euro di operazioni di sviluppo relative alle energie rinnovabili), in crescita di oltre 700 milioni di euro rispetto al Piano Strategico 2018-2022. Oltre il 70% degli investimenti totali è concentrato nei *business* delle Reti e dell'Ambiente con la costruzione di 9 nuovi impianti di trattamento di rifiuti.

L'obiettivo ambizioso, al 2023, è raggiungere un Margine Operativo Lordo di 1,5 miliardi di euro e un utile di 0,5 miliardi di euro (con un tasso di crescita composto annuale di oltre il 6% rispetto al valore, record, del 2018), rafforzando ulteriormente la struttura del capitale. Grande attenzione sarà poi posta al ritorno per gli azionisti e alla distribuzione dei dividendi, attesi in crescita costante.

In maniera sempre più integrata col piano strategico, abbiamo aggiornato e reso ancora più sfidanti gli obiettivi del piano di sostenibilità 2019-2023, basato sui *Sustainable Development Goals* dell'Agenda 2030 dell'ONU. È rimasto fermo il riferimento ai quattro pilastri: economia circolare, decarbonizzazione, *smartness* nelle reti e nei servizi, *people innovation*, con obiettivi al 2023 che puntano a raggiungere eccellenti livelli di raccolta differenziata (65% a Milano e 76% in media negli altri comuni serviti), diminuire le dispersioni negli acquedotti (-18% di perdite idriche lineari rispetto al 2018), costruire nuovi depuratori (+93mila abitanti equivalenti coperti), promuovere l'attuazione di interventi di efficienza energetica tra i clienti (6,5 milioni di tonnellate di CO₂ evitata), rendere le città più *smart* (1.600 nuove colonnine di ricarica per veicoli elettrici e 18mila cestini ambientali *smart*), sensibilizzare le comunità alle tematiche ambientali (80mila partecipanti annui a visite e progetti *educational*) e far diventare A2A un posto ancora migliore dove lavorare (25% degli impiegati coinvolti nello *smart working* e indice infortunistico ponderato ridotto del 19% rispetto al 2018). Nel 2018, è continuato anche il percorso del Banco dell'Energia, che ha portato un aiuto concreto a 6.000 persone, grazie alla realizzazione dei primi 15 progetti selezionati attraverso il bando "Doniamo Energia", promosso da A2A con Fondazione Cariplo, mentre è stato già lanciato un secondo bando.



Negli ultimi anni, abbiamo riscontrato un crescente interesse dei mercati finanziari ad indagare la capacità delle aziende di gestire in modo strategico le tematiche di sostenibilità. Per primi in Italia, abbiamo sottoscritto una linea di credito sostenibile da 400 milioni di euro, che vede collegati i tassi di interesse del prestito, non solo alle prestazioni ESG della società, ma anche al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali legati alla decarbonizzazione, all'energia *green* e all'economia circolare, combinati con il *rating* annuale ESG di Standard Ethics.

Il percorso degli ultimi anni ci dà la conferma di riuscire a giocare un ruolo importante nell'aiutare il Paese a confrontarsi con le sfide globali - il cambiamento climatico, la transizione energetica, l'economia circolare, la digitalizzazione, la crescente urbanizzazione - e di poter trovare all'interno di scenari in forte cambiamento nuove opportunità di crescita e di creazione di valore per l'azienda e per tutti i suoi *stakeholder*.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Giovanni Valotti

Il Direttore Generale

Luca Valerio Camerano

**Lettera agli
Azionisti**

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



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 SUPPLEMENTI
Sonia Ferrero
Stefano Morri

SOCIETÀ DI REVISIONE

EY S.p.A.

Lettera agli
Azionisti

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

- Fornitura di *know how* e tecnologie per la realizzazione impianti di pre-trattamento rifiuti

Mercato

- Vendita Energia Elettrica e Gas
- Efficienza energetica
- Mobilità elettrica
- Illuminazione pubblica

A2A Smart City

- Servizi di Telecomunicazione

Corporate

- Servizi corporate

Ambiente

- Raccolta e spazzamento
- Trattamento
- Smaltimento e recupero energetico

Reti e Calore

- Reti elettriche
- Reti gas
- Ciclo idrico integrato
- 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.



Lettera agli
Azionisti

Organi sociali

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units

Aree geografiche
di attività

Struttura
del Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2018

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

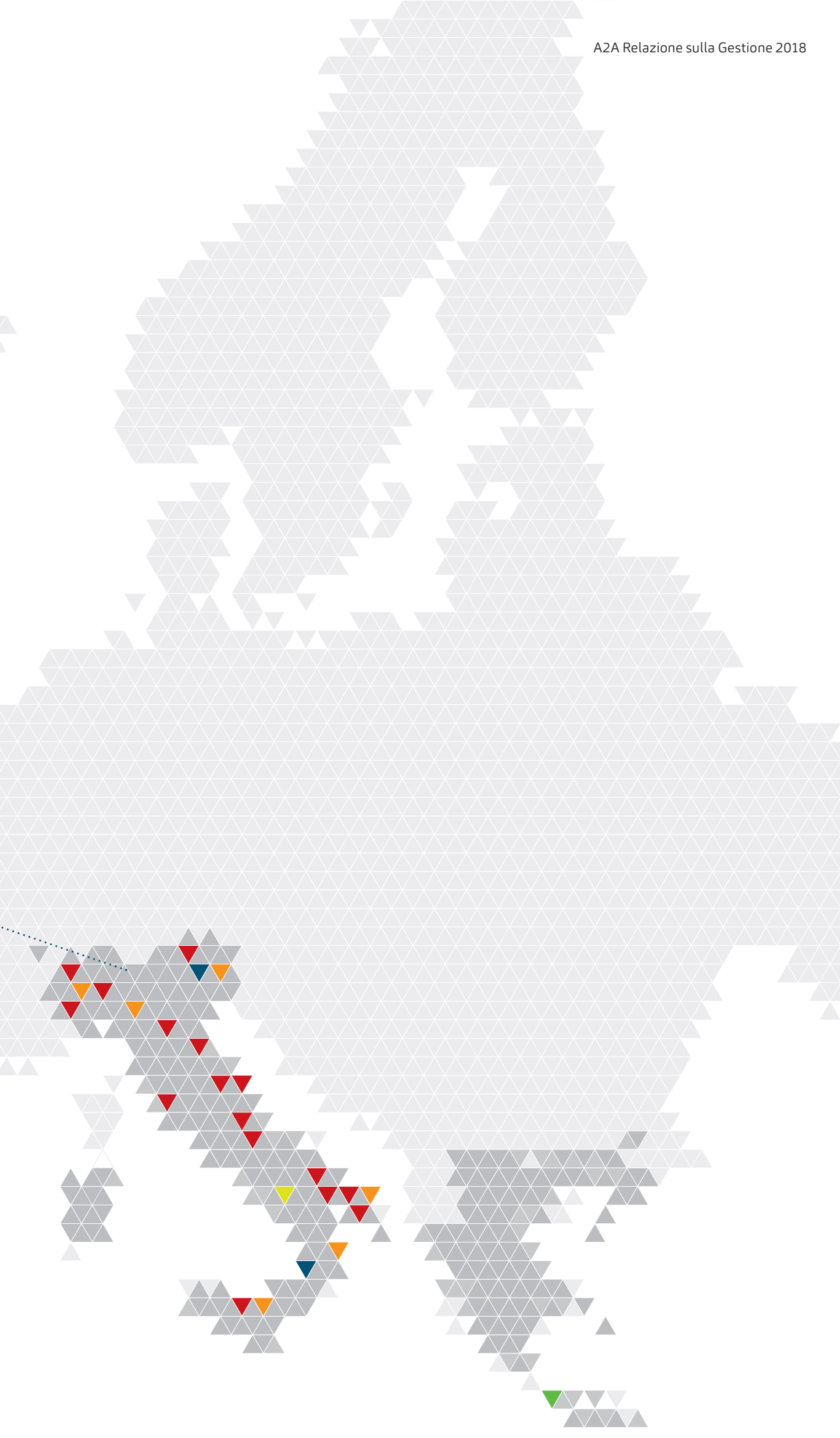
8
Altre
informazioni

Aree geografiche di attività

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

Aggiornata al 31.12.2018





Lettera agli
Azionisti

Organi sociali

1
**Dati di sintesi
del Gruppo A2A**

Business Units

**Aree geografiche
di attività**

*Struttura
del Gruppo*

*Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2018*

*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

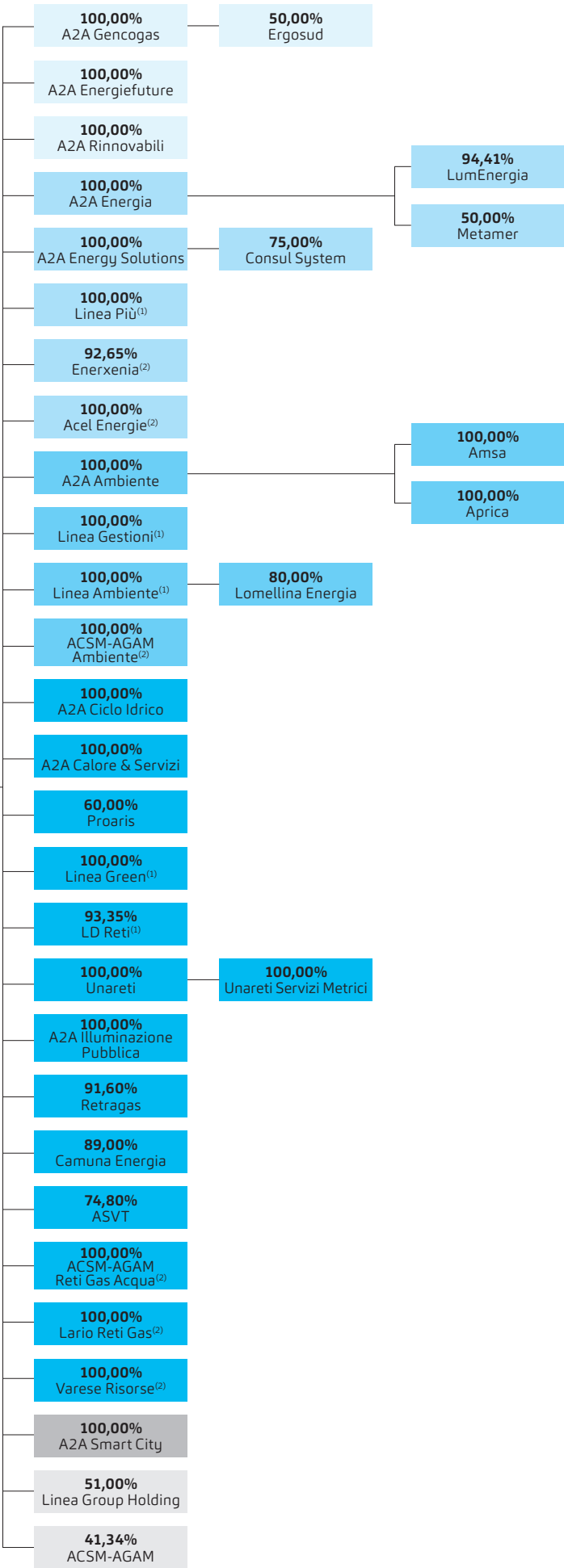
7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Struttura del Gruppo

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

A2A S.p.A.



(1) Partecipazioni detenute tramite Linea Group Holding S.p.A. (detenuta al 51%).
(2) Partecipazioni detenute tramite ACSM-AGAM S.p.A. (detenuta al 41,34%).

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

Principali indicatori finanziari
al 31 dicembre 2018 (**)



6.494

milioni di euro

RICAVI



1.231

milioni di euro

MARGINE OPERATIVO
LORDO



344

milioni di euro

RISULTATO
D'ESERCIZIO



0,070

euro per azione

DIVIDENDO

Dati economici
milioni di euro

	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017 <i>Restated</i> (*)
Ricavi	6.494	5.796
Costi operativi	(4.598)	(3.962)
Costi per il personale	(665)	(635)
Margine operativo lordo	1.231	1.199
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(643)	(489)
Risultato operativo netto	588	710
Risultato da transazioni non ricorrenti	14	-
Gestione finanziaria	(112)	(134)
Risultato al lordo delle imposte	490	576
Oneri per imposte sui redditi	(157)	(192)
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	21	(85)
Risultato di pertinenza di terzi	(10)	(6)
Risultato dell'esercizio di pertinenza del Gruppo	344	293
Margine operativo lordo/Ricavi	19,0%	20,7%

(*) I valori al 31 dicembre 2017 recepiscono gli effetti economici derivanti dalla riclassificazione ai fini dell'IFRS 5 delle poste economiche del Gruppo EPCG.

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

Lettera agli Azionisti
Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
Business Units
Aree geografiche di attività
Struttura del Gruppo
Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2018
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 2018	31 12 2017
Capitale investito netto	6.545	6.239
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.523	3.013
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.022)	(3.226)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,86	1,07
Posizione finanziaria netta consolidata / EBITDA	2,5	2,6

Dati finanziari <i>milioni di euro</i>	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017
Flussi finanziari netti da attività operativa	1.023	866
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(510)	(475)
Free cash flow (dato Rendiconto finanziario)	513	391

Indicatori significativi	31 12 2018	31 12 2017
Media Euribor a sei mesi	(0,266%)	(0,260%)
Prezzo medio del Brent (USD/bbl)	71,6	54,8
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Baseload</i> (Euro/MWh)	61,3	53,9
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Peakload</i> (Euro/MWh)	68,0	61,8
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	78,0	74,8
Prezzo medio del gas al PSV(*) (Euro/MWh)	24,2	19,6
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS (**) (Euro/tonn)	15,9	5,8

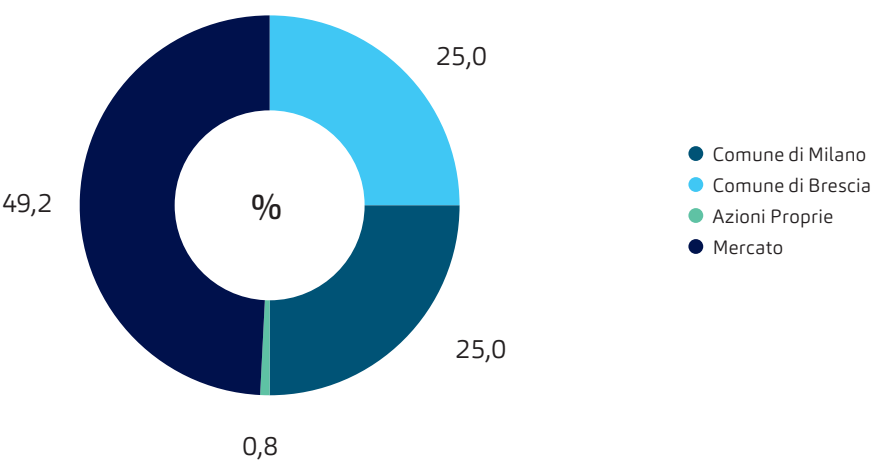
(*) prezzo del gas di riferimento per il mercato italiano

(**) EU Emissions Trading System

Principali indicatori operativi del Gruppo	31 12 2018	31 12 2017
Generazione e Trading		
Produzione termoelettrica (GWh)	12.948	12.370
Produzione idroelettrica (GWh)	4.539	3.464
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	12.494	8.781
EE venduta in Borsa (GWh)	12.422	13.774
Mercato		
EE venduta a clienti <i>retail</i> (GWh)	10.826	8.289
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.135	1.054
Gas venduto a clienti <i>retail</i> (Mmc)	1.925	1.629
PDR Gas (#/1000)	1.511	1.298
Ambiente		
Rifiuti raccolti (Kton)	1.671	1.605
Residenti serviti (#/1000)	3.530	3.549
Rifiuti smaltiti (Kton)	3.547	3.360
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	1.807	1.772
Reti e Calore		
EE distribuita (GWh)	11.913	11.590
Gas distribuito (Mmc)	2.745	2.480
Acqua distribuita (Mmc)	72	69
RAB Energia Elettrica (M€)	646	649
RAB Gas (M€)	1.395	1.171
Vendita calore (GWht)	2.768	2.682
Produzione cogenerazione (GWh)	317	277

Lettera agli Azionisti
Organi sociali
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A
Business Units
Aree geografiche di attività
Struttura del Gruppo
Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2018
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 (*)



(*) Fonte CONSOB per le quote superiori al 3% (aggiornamento al 31/12/2018).

Dati societari di A2A S.p.A.	31 12 2018	31 12 2017
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 28 dicembre 2018 (milioni di euro)	4.926
Capitale sociale al 28 dicembre 2018 (azioni)	3.132.905.277

	2018
Capitalizzazione media (milioni di euro)	4.763
Volumi medi giornalieri (azioni)	9.807.945
Prezzo medio (euro per azione)	1,520
Prezzo massimo (euro per azione)	1,687
Prezzo minimo (euro per azione)	1,392

Fonte: Bloomberg

Il titolo A2A è scambiato anche sulle seguenti piattaforme: Aquis, BATS, BlockMatch, Chi-X, Equiduct, ITG Posit, Liquidnet, Sigma-X, Turquoise, UBS MTF.

Il 23 maggio 2018 A2A ha distribuito un dividendo pari a 0,0578 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

FTSE4Good Index
ECPI Indices
Ethibel Sustainability Index Excellence Europe
EURO STOXX Sustainability Index
Euronext Vigeo Index: Eurozone 120
Standard Ethics Italian Index

Fonte: Bloomberg e informazioni societarie

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

Nel 2018 ha ottenuto un *rating* di B- sul CDP *Climate Change* e sul CDP *Water questionnaire*.

Lettera agli Azionisti

Organi sociali

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Business Units
Aree geografiche di attività
Struttura del Gruppo
Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2018

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

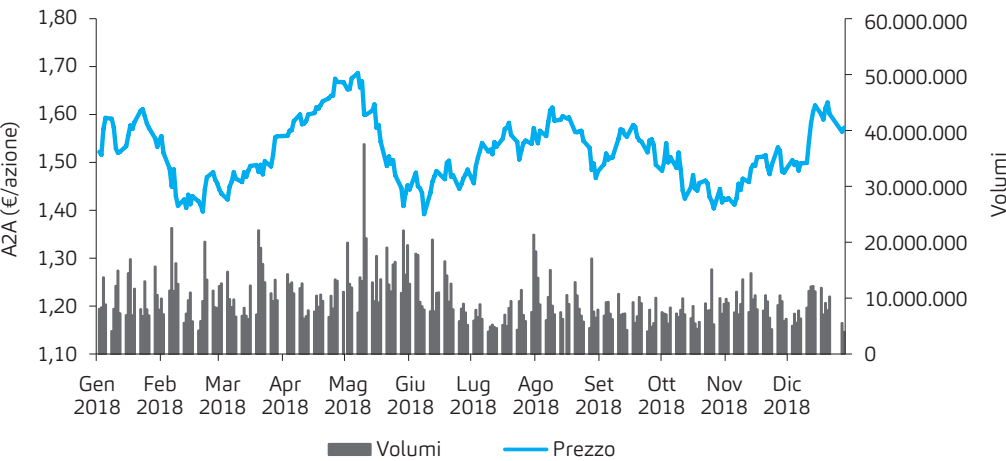
5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

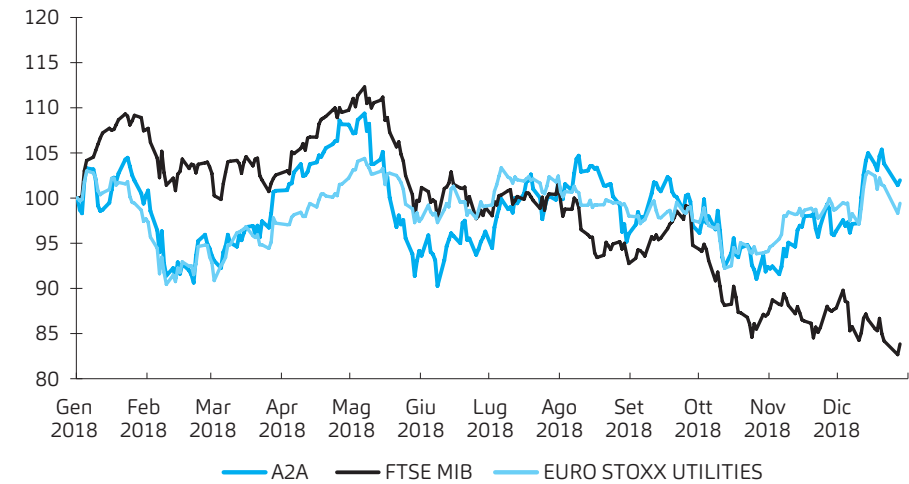
A2A: prezzo e volumi



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 29 dicembre 2017 = 100)

Volatilità storica del 2018
A2A: 22,3%
FTSE MIB: 17,9%



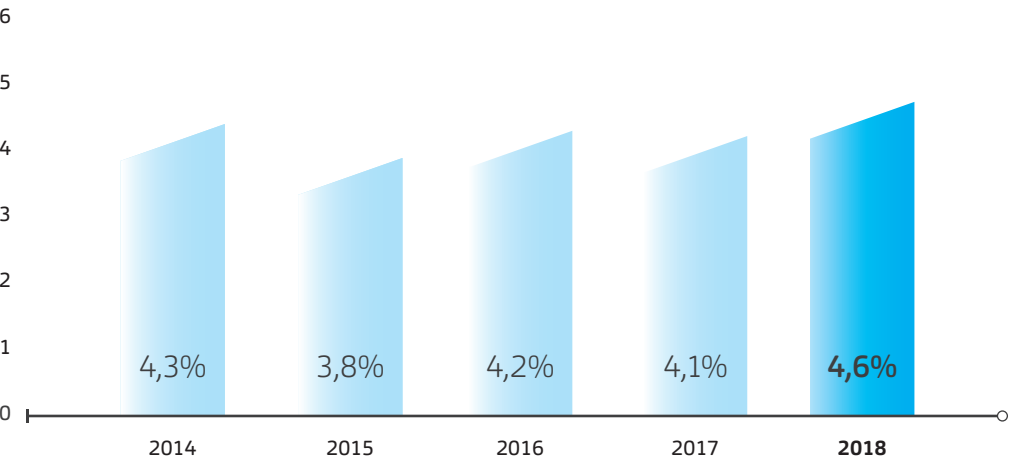
Fonte: Bloomberg

Rating

		Attuale
Standard & Poor's	Rating medio/lungo termine	BBB
	Rating breve termine	A-2
	Outlook	Stabile
Moody's	Rating medio/lungo termine	Baa2
	Outlook	Stabile

Fonti: agenzie di rating

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



Lettera agli
Azionisti

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

Business Units
Aree geografiche
di attività
Struttura
del Gruppo
Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2018
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

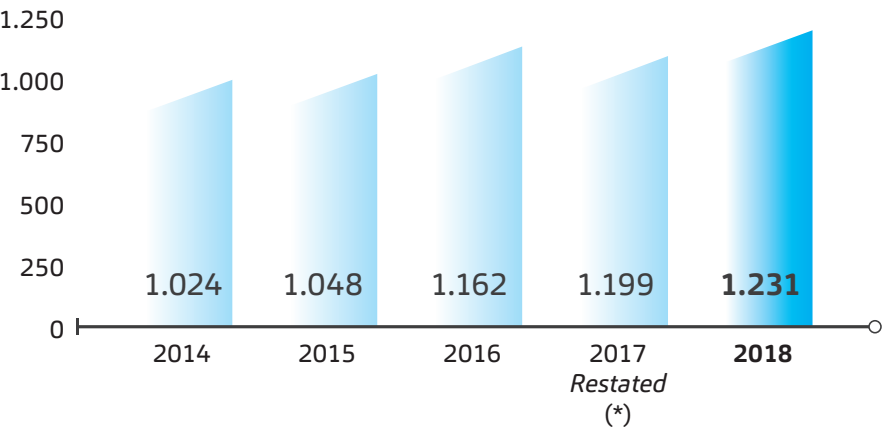
7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Indicatori Alternativi di *Performance* (AIP)

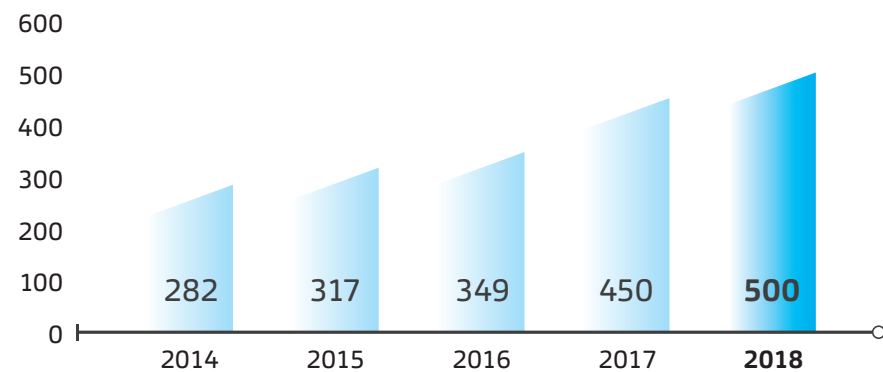
Margine Operativo Lordo

milioni di euro



Investimenti Netti

milioni di euro



(*) I valori al 31 dicembre 2017 recepiscono gli effetti economici derivanti dalla riclassificazione ai fini dell'IFRS 5 delle poste economiche del Gruppo EPCG.

Lettera agli
Azionisti

Organi sociali

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

Business Units
Aree geografiche
di attività
Struttura
del Gruppo
Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2018
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

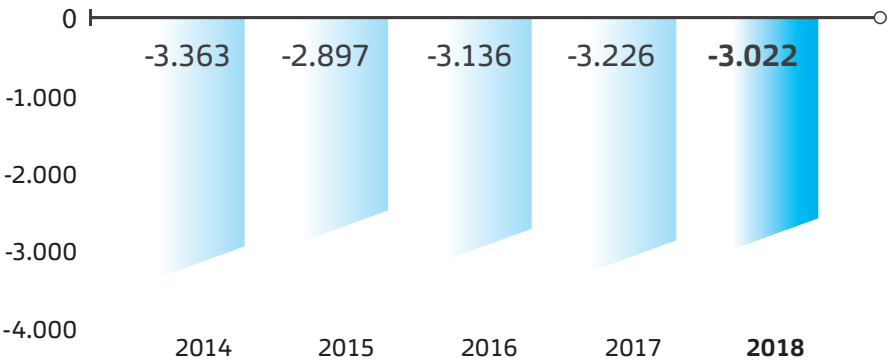
6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

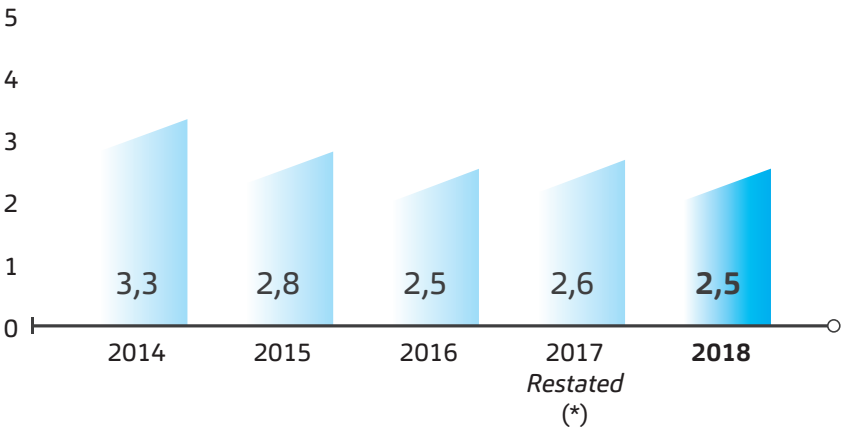
8
Altre
informazioni

Posizione Finanziaria Netta

milioni di euro

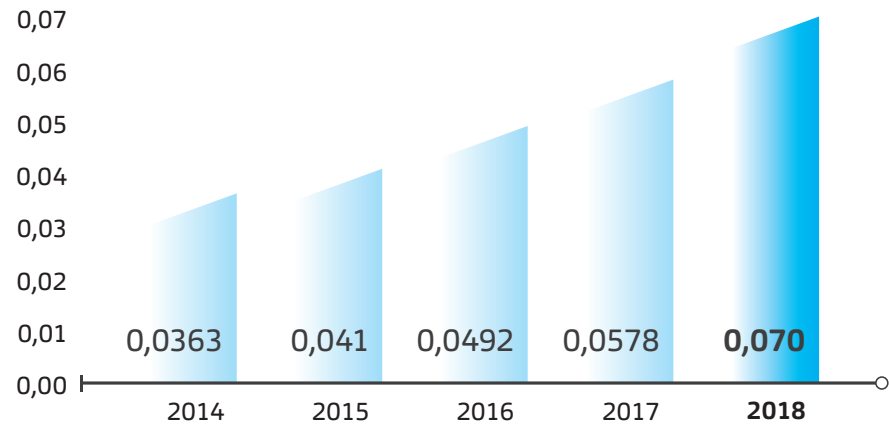


Posizione Finanziaria Netta / EBITDA



Dividendo

euro per azione



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.

Tali indicatori sono esposti nella sezione "Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo A2A". Per il Conto economico e per la Situazione patrimoniale-finanziaria i valori comparativi fanno riferimento al 31 dicembre 2017.

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 operative 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.

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 scariche;
- 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.

Lettera agli
Azionisti

Organi sociali

1
**Dati di sintesi
del Gruppo A2A**

Business Units
*Aree geografiche
di attività*
*Struttura
del Gruppo*
*Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2018*
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 2018

Nel corso del 2018 è proseguita la crescita dell'economia mondiale: secondo le stime del Fondo Monetario Internazionale (FMI) la crescita annua è risultata pari al 3,7% (lo 0,1% in più rispetto alla previsione di ottobre). Si sono però potuti riscontrare dei segnali di deterioramento ciclico in molte economie avanzate ed emergenti ed è significativamente rallentato il commercio mondiale.

Tra i paesi avanzati si segnala che nella parte finale dell'anno il tasso di crescita dovrebbe essere rimasto robusto negli Stati Uniti e tornato positivo in Giappone dopo la marcata contrazione del Prodotto Interno Lordo (PIL) registrata nel terzo trimestre. Tra le principali economie emergenti la Cina ha confermato il rallentamento dell'attività economica, in atto dall'inizio del 2018, anche negli ultimi mesi dell'anno nonostante le misure di stimolo fiscale introdotte dal governo. Nell'intero 2018 il PIL cinese ha segnato una crescita del +6,6%, contro il +6,8% del 2017 a causa dell'affievolimento della domanda interna e delle tensioni commerciali con gli Stati Uniti. Si tratta del tasso di crescita annuo più basso dal 1990, ovvero dall'epoca degli effetti negativi legati alla repressione di piazza *Tiananmen*. L'espansione è invece rimasta sostenuta in India, sebbene su tassi più contenuti rispetto alla prima parte dell'anno; in Brasile il quadro macroeconomico permane fragile.

Secondo la stima preliminare del Fondo Monetario Internazionale (FMI) il PIL dell'Area Euro è atteso al +1,8% nel 2018. Il PIL nell'ultima parte dell'anno ha subito un rallentamento rispetto ai primi due trimestri in quanto i tassi di crescita si sono indeboliti per molte economie. Tale rallentamento è particolarmente ascrivibile alle flessioni registrate in Germania e Italia. Sul rallentamento tedesco sembrano aver influito l'entrata in vigore delle nuove regole sulle emissioni che hanno costretto le aziende automobilistiche ad adeguarsi a nuovi standard. Sull'economia italiana, invece, ha pesato soprattutto il calo della domanda interna a causa del venir meno della fiducia dei consumatori.

Per quanto concerne l'Italia la Banca d'Italia prevede, nel quarto trimestre dell'anno 2018, un probabile secondo calo consecutivo del PIL che farebbe scivolare il Paese nella cosiddetta "recessione tecnica" per effetto di due trimestri consecutivi di riduzione del Prodotto Interno Lordo (-0,1% nel terzo trimestre 2018). Quanto all'intero anno 2018 la stima è di un PIL che si assesti in media al +1%.

Relativamente all'indice dei prezzi al consumo nell'Area Euro, l'*Eurostat* ha comunicato che l'inflazione si è attestata all'1,6% a dicembre, in netto rallentamento rispetto all'1,9% registrato a novembre a causa della decelerazione dei prezzi dei beni energetici. Nella media dell'anno l'inflazione acquisita è pari ad un +1,7%.

Secondo le stime preliminari dell'Istat nel mese di dicembre 2018 l'indice nazionale dei prezzi al consumo in Italia (NIC) si è attestato al +1,1%, in contrazione rispetto al +1,6% di novembre. Nella media dell'anno l'inflazione acquisita è pari a +1,2%, che replica "la dinamica annua del 2017", e per circa la metà si spiega con il rincaro dell'energia.

Nella riunione del 24 gennaio 2019 il Consiglio direttivo della BCE ha lasciato il tasso di riferimento al minimo storico di zero ribadendo il suo impegno per il mantenimento ai livelli attuali almeno fino all'estate del 2019 e, in ogni caso, finché necessario per far sì che l'inflazione continui stabilmente a convergere su livelli inferiori ma prossimi al 2% nel medio termine. Quanto alle misure non convenzionali di politica monetaria il Consiglio direttivo della BCE ha iniziato il 2019 interrompendo i nuovi acquisti di titoli pubblici ma continuando a reinvestire integralmente il capitale rimborsato sui titoli in scadenza; tale modalità operativa rientra nel quadro del programma di acquisto di attività "per un prolungato periodo di tempo e in ogni caso finché sarà necessario" per mantenere condizioni di liquidità favorevoli e un ampio grado di accomodamento monetario.

Confermando le attese, nella riunione del 29 e 30 gennaio 2019, la *Federal Reserve* (FED) ha lasciato invariati i tassi di interesse sui *federal funds* nel range compreso fra 2,25% e il 2,50%, non prefigurando ulteriori rialzi nel corso dell'anno ed in controtendenza rispetto a quanto comunicato a dicembre 2018 dove alcuni ulteriori graduali aumenti dei tassi erano ritenuti coerenti con la situazione economica.

L'andamento del tasso di cambio EUR/USD è stato caratterizzato nei primi quattro mesi del 2018 da un periodo di sostanziale stabilità, a 1,22-1,23 dollari, cui è seguito un deprezzamento della moneta unica nella seconda parte dell'anno (nell'intorno di 1,15-1,16 dollari) per le incertezze attinenti l'Eurozona quali il rallentamento della crescita economica e le tensioni politiche. Il tasso di cambio medio EUR/USD si è attestato a 1,18 dollari nel 2018, in aumento del 4,6% rispetto all'esercizio precedente.

Le prospettive

L'attività economica mondiale dovrebbe subire una contrazione nel corso del 2019 per poi mantenersi sostanzialmente stabile. Permangono però diversi fattori di rischio quali il venir meno del sostegno fornito dalle politiche monetarie nelle economie avanzate, le ripercussioni di un esito negativo del negoziato commerciale tra Stati Uniti e Cina, il riacutizzarsi delle tensioni finanziarie nei paesi emergenti e le modalità con le quali si concluderà il processo di uscita del Regno Unito dall'Unione europea (Brexit). Secondo le più recenti previsioni del Fondo Monetario Internazionale (FMI) il PIL mondiale crescerà del 3,5% nel 2019 e del 3,6% nel 2020 (rispettivamente 0,2% e 0,1% in meno rispetto alla previsione di ottobre).

Le economie avanzate, nel complesso, dovrebbero evidenziare un rallentamento: dal +2,3% del 2018, cresceranno del 2% nel 2019 e dell'1,7% nel 2020. In controtendenza il Giappone, stimato in espansione nel 2019 a +1,1%, con riferimento all'attesa di una nuova manovra di stimolo all'economia finalizzata a mitigare l'impatto dell'aumento dell'IVA. La crescita negli Stati Uniti resterà comunque sostenuta (il FMI stima valori pari +2,5% nel 2019 e +1,8% nel 2020) grazie alla forte domanda interna e nonostante il venir meno dello stimolo fiscale e del rialzo dei tassi. Per quanto concerne le economie emergenti il Fondo Monetario Internazionale (FMI) ha lasciato invariata la previsione di crescita dell'economia cinese al +6,2% nel 2019 e +6,6% nel 2020. Il risultato più brillante è dell'India che, se come previsto, crescerà ad un ritmo del +7,4% nel 2019 e del +7,7% nel 2020, supererà la Cina come economia a più alto tasso di crescita al mondo. Il Brasile dovrebbe crescere del +2,5% nel 2019 e del +2,2% nel 2020 mentre la previsione per la Russia rimane invariata con una crescita nel 2019 prevista al +1,6% e al +1,7% nel 2020.

Le proiezioni macroeconomiche per l'Area Euro, formulate dagli esperti della BCE a dicembre 2018, prevedono una crescita annua del PIL pari al +1,9% nel 2019, al +1,7% nel 2020 ed al +1,5% nel 2021. Tra i fattori alla base di tali previsioni, più pessimistiche rispetto al passato, il rallentamento della Germania che crescerà solo dell'1,3% nel 2019 e la frenata dell'Italia.

Relativamente all'Italia il Fondo Monetario Internazionale ha tagliato di 0,4 punti percentuali, rispetto alla previsione di ottobre, la stima sulla crescita del PIL nel 2019 (dal +1,0% al +0,6%), lasciando invariata la previsione di +0,9% per il 2020 e di +1,0% nel 2021. Alla revisione concorrono i timori riguardanti i rischi sovrani e finanziari che impattano sulla domanda interna nonché gli elevati tassi sul debito nazionale che potrebbero mettere sotto ulteriore stress le banche italiane con ricadute negative sull'attività economica.

L'inflazione nell'Area Euro, secondo le previsioni di dicembre formulate dagli esperti della BCE, dovrebbe aumentare gradualmente dall'1,6% del 2019 all'1,7% nel 2020 per attestarsi all'1,8% nel 2021.

Relativamente all'Italia è previsto un tasso d'inflazione all'1,3% nel 2019 (fonte: Banca d'Italia). Pressioni al rialzo sui prezzi provengono dall'andamento delle retribuzioni tornate a crescere nel settore privato dalla primavera 2018 e previste in graduale rafforzamento nel corso del 2019.

Per quanto riguarda il livello dei tassi di interesse sia la Banca Centrale Europea (BCE) che 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. La FED sarà "paziente" nel decidere i futuri rialzi dei tassi con i principali analisti che ne prevedono una sostanziale stabilità per tutto il 2019. I tassi di interesse della BCE resteranno fermi a zero almeno fino all'estate 2019 e in ogni caso finché l'inflazione non avrà raggiunto livelli stabili intorno al 2%. In più, pur essendo ormai concluso il *Quantitative Easing*, ovvero l'acquisto massiccio di titoli di Stato da parte della BCE per sostenere le economie nazionali, il capitale rimborsato sui titoli in scadenza verrà reinvestito integralmente nel corso del 2019.

Con riferimento al tasso di cambio EUR/USD risulteranno determinanti gli andamenti dei livelli di tasso di interesse e dunque i ruoli delle banche centrali. Le stime dei principali analisti sono rialziste: si prevede che la moneta unica europea riuscirà a trarre vantaggio sia dalla conclusione degli acquisti di attività da parte della BCE, sia dal venir meno delle misure di incentivazione fiscale negli Stati Uniti. Per il 2019 gli esperti prevedono una risalita del cambio EUR/USD a 1,19.

Lettera agli Azionisti

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

Energia Elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale, il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nel 2018 è stato pari a 321.910 GWh (fonte: Terna) in incremento dello 0,4% rispetto al 2017. A livello territoriale la variazione di domanda rispetto al 2017 è risultata differenziata: superiore alla media nazionale al Nord (+0,6%) ed al Centro (+1,4%), inferiore al Sud (-1,6%).

La produzione netta di energia nell'anno 2018 è stata pari a 280.234 GWh, in contrazione dell'1,8% rispetto al 2017. Sono in aumento le fonti di produzione idroelettrica, che si attestano a 49.275 GWh (+31,2%); in lieve flessione tutte le rinnovabili, con la fonte geotermica che evidenzia un -1,9%, quella eolica un -1,4% e la fotovoltaica che si attesta a -4,7%. In contrazione la produzione termoelettrica che evidenzia un -7,6% rispetto all'anno precedente e si attesta a 185.046 GWh scontando la differenza con lo scorso anno ove la contrazione della produzione da fonte nucleare registrata in Francia ed i conseguenti bassi livelli di importazione avevano spinto al rialzo le produzioni.

La produzione nazionale al netto dei consumi da pompaggio ha soddisfatto, nel 2018, l'87% della richiesta di energia elettrica mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la parte restante.

Sul fronte prezzi dell'energia elettrica il valore medio del PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load* nel 2018 è salito del 13,6% attestandosi a 61,3 €/MWh, contro i 53,9 €/MWh del 2017. Il prezzo ha evidenziato un andamento discordante nell'arco dell'anno: partendo dai bassi valori di gennaio, pari a 49,0 €/MWh, ha registrato il picco nel mese di settembre (76,3 €/MWh) per poi calare ed attestarsi a dicembre a 65,2 €/MWh. Su tale andamento ha inciso in maniera preponderante il *trend* del costo del gas, fattore solo in parte attenuato dall'offerta delle rinnovabili e da un accresciuto import dalla frontiera settentrionale. Quotazioni medie in rialzo anche per il prezzo nelle ore di alto carico (+10,1% per il PUN *Peak Load* che si attesta a 68,0 €/MWh). Il prezzo medio nelle ore a basso carico (PUN *Off-Peak*) registra un aumento del 16,0% attestandosi a 57,6 €/MWh. Per l'anno 2019 le curve *forward* indicano prezzi di PUN *Base Load* con valori medi prossimi ai 64,2 €/MWh.

Gas Naturale

Nell'anno 2018 i consumi di gas naturale in Italia interrompono il *trend* rialzista degli ultimi tre anni, mantenendosi tuttavia su livelli nettamente superiori al minimo raggiunto nel 2014. Nello specifico la domanda di gas naturale è diminuita del 3,2% rispetto al 2017, attestandosi a 72.292 Mmc (fonte: Snam Rete Gas). Tale flessione è ascrivibile principalmente all'arretramento dei consumi nel settore termoelettrico che, penalizzati dalla ripresa della produzione rinnovabile in particolare da fonte idroelettrica, ripiegano dell'8,1% rispetto ai livelli dell'anno 2017 e si attestano a 23.382 Mmc. In lieve contrazione sia i consumi del settore industriale, che arretrano dello 0,8% attestandosi a 14.254 Mmc, che quelli del settore civile che si portano a 32.302 Mmc (-1%).

Dal lato offerta il calo della domanda è stato assorbito principalmente da minori importazioni, che arretrano del 2,6% rispetto all'anno precedente e si attestano a 67.433 Mmc, pur rappresentando una quota del 93% dell'approvvigionamento totale. La produzione nazionale, pari a 5.123 Mmc, scende ai minimi storici ed evidenzia un decremento del 2,2% rispetto al 2017. L'analisi dei flussi per punti di entrata evidenzia un diffuso calo, su base annua, delle importazioni tramite gasdotto ad eccezione di quelle provenienti dal Nord Europa, che crescono per il secondo anno consecutivo (+6,5%). Continua il *trend* crescente del gas importato dai terminali GNL: tra questi Cavarzere si conferma il più attivo ma comunque in flessione del 2% rispetto all'anno precedente.

Per quanto concerne le quotazioni il prezzo medio del gas al TTF per il 2018 è stato pari a 22,8 €/MWh, in aumento del 31,9% rispetto al 2017. Nel 2018 il prezzo del gas al PSV ha evidenziato un *trend* in continua crescita fino a settembre, dove ha raggiunto il valore massimo di 29,0 €/MWh, per poi decrescere negli ultimi mesi dell'anno e attestarsi a dicembre a 25,2 €/MWh. Nello specifico, il prezzo medio del gas al PSV nel 2018 è stato pari a 24,2 €/MWh, in aumento del 23,3% rispetto al precedente anno. Per l'anno 2019 le curve *forward* indicano prezzi con valori medi prossimi ai 23,1 €/MWh.

L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale PSV-TTF, per il periodo in esame, pari a 1,35 €/MWh ed in ribasso rispetto al differenziale dell'anno 2017 (2,3 €/MWh). Il mercato del gas al PSV tende a confermare per l'anno 2019 uno *spread* strutturale rispetto al TTF, rivelando un mercato corto e dipendente dall'*import* dal Nord ed Est Europa. Per l'anno 2019 le più recenti curve *forward* evidenziano uno *spread* nell'intorno di 2,1 €/MWh.

Petrolio e carbone

Il 2018 è stato un anno caratterizzato da quotazioni del petrolio altalenanti. Il prezzo del Brent nel primo semestre 2018 è rimasto costantemente sopra i 65 \$/bbl evidenziando un *trend* rialzista, che è proseguito nel terzo trimestre, dove il prezzo si è attestato in media a 76 \$/bbl. Nel mese di ottobre la quotazione ha raggiunto il picco degli 80,6 \$/bbl per poi calare fortemente negli ultimi due mesi dell'anno fino a toccare i 57,9 \$/bbl a dicembre. Tale discesa è ascrivibile principalmente agli incrementi di offerta di Stati Uniti e Russia che nel 2018 hanno superato la produzione saudita: la produzione americana ha raggiunto un livello record di 11,9 milioni di barili al giorno, soprattutto grazie allo “*shale oil*” che ha contribuito con 8 milioni di barili al giorno; la produzione russa si è attestata a 11,4 milioni di barili giornalieri (fonte: *Energy Information Administration*). L'accordo sul nuovo taglio alla produzione di 1,2 milioni di barili raggiunto all'inizio di dicembre tra i paesi *Opec* e altri paesi produttori (*Opec Plus*) non è stato sufficiente per arrestare la discesa dei corsi.

Nella media d'anno il prezzo del Brent si è attestato a 71,6 \$/bbl, in aumento del 30,5% rispetto al 2017 (pari a 54,8 \$/bbl). Le più recenti previsioni evidenziano una quotazione del Brent che, nella media dell'intero 2019, è attesa in un *range* compreso tra i 65 e i 70 \$/bbl, circa 10 \$/bbl in meno rispetto al massimo toccato all'inizio dello scorso ottobre. La prima parte dell'anno dovrebbe essere dominata dalle preoccupazioni riguardanti l'eccesso di offerta e i principali analisti prevedono un nuovo intervento dei Paesi *Opec Plus* nel mese di aprile a causa dell'incremento della produzione statunitense e dell'indebolimento della domanda globale.

Secondo quanto comunicato dall'*Energy Information Administration* (EIA), la domanda mondiale di petrolio nell'anno 2018 si è attestata in media a 99,2 milioni di barili al giorno, rispetto ai 97,9 milioni di barili al giorno del 2017. Nell'anno 2019 è prevista in aumento di 1,29 milioni di barili al giorno e dovrebbe raggiungere i 100,5 milioni di barili giornalieri. La crescita sarà trainata dall'India, seguita dalla Cina. Sempre secondo quanto comunicato dall'*Energy Information Administration* (EIA), l'offerta nell'anno 2018 si è attestata ad una media di 99,8 milioni di barili al giorno e per l'anno 2019 è prevista, in linea con le previsioni di incremento della domanda, a 100,6 milioni di barili giornalieri grazie all'incremento della produzione di Stati Uniti, Russia, Brasile e Canada.

Per quanto concerne il carbone l'inizio dell'anno 2018 è stato caratterizzato da quotazioni in ribasso che hanno registrato il livello di minimo nel mese di marzo (79,5 \$/tonn), per poi risalire nel corso dei mesi estivi e scendere nuovamente negli ultimi due mesi fino ad attestarsi a dicembre ad un valore di 87,4 \$/tonn. Il prezzo medio del carbone nel 2018 è stato pari a 91,7 \$/tonn, in aumento del 9,4% rispetto all'anno 2017 (pari a 83,8 \$/tonn) trainato dalla domanda dei paesi asiatici. Per il 2019 le curve *forward* indicano un prezzo medio di 84 \$/tonn con una domanda di carbone pressoché stabile. In realtà dietro questo equilibrio apparente vi sono forze di segno opposto: da una parte vi è il calo del consumo carbonifero dell'Europa occidentale e degli Stati Uniti a cui si è aggiunta la riduzione cinese; dall'altra ci sono i dati in crescita di India e altri paesi asiatici, tra cui Indonesia, Pakistan, Bangladesh e Filippine. Il risultato è un “pareggio” che dovrebbe mantenersi tale per i prossimi anni.

Lettera agli Azionisti
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

Notifica all'AGCM dell'operazione di concentrazione *Multiutility Nord Lombardia*

Ai sensi delle previsioni di cui alla Legge 287 del 10 ottobre 1990, in data 4 aprile 2018 A2A S.p.A. ha notificato all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) l'operazione di concentrazione denominata *Multiutility Nord Lombardia*, che prevede l'aggregazione tra A2A S.p.A. e ACSM AGAM S.p.A. (*Multiutility* di Como-Monza), società già precedentemente soggetta a controllo congiunto da parte del Gruppo, con contestuale acquisizione da parte di quest'ultima, a seguito di fusione per incorporazione, di alcune società del Gruppo Lario, delle società del Gruppo AEVV, di Aspem S.p.A., di un ramo dell'attività di A2A Energia S.p.A. relativo a clienti serviti a Varese e di A2A Idro 4 S.p.A..

Con provvedimento del 3 maggio 2018 l'AGCM ha deliberato di non avviare l'istruttoria in quanto l'operazione non dà luogo alla costituzione o al rafforzamento di una posizione dominante.

Business Unit Generazione e Trading

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Il vigente meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva è il cd. *capacity payment* definito nel 2003 dal D.Lgs. n. 379 come sistema transitorio amministrato volto a garantire l'adequatezza del sistema elettrico nei giorni critici individuati da Terna quando la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi.

Il meccanismo è operativo dal 2004 per effetto della Delibera 48/04 la quale prevede che l'Autorità determini annualmente *ex ante* uno specifico gettito raccolto tramite le bollette e corrisposto sotto forma di due corrispettivi (denominati CAP1 e S) agli impianti abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento e che risultano disponibili nei giorni critici.

Nel 2018 l'impatto del *capacity payment* sul Gruppo A2A è stimato attorno a 16 milioni di euro ancora non corrisposti (tale importo si conferma in linea con quanto incassato nel 2017).

Il D.Lgs. n. 379 del 2003 aveva, inoltre, stabilito che a regime la remunerazione della disponibilità si sarebbe dovuta basare su un meccanismo di mercato (*capacity market*) in seguito disegnato dalla Delibera ARG/elt 98/11 la quale prevede un'asta in cui gli operatori assegnatari 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 dei mercati ed un prezzo *strike* (in €/MWh). Si tratta, tecnicamente, di un contratto per differenze ad una via.

La Delibera 95/2015/l/eel ha disposto un periodo di prima attuazione con contratti di capacità annuali ed una fase di regime (o piena attuazione) con contratti di durata triennale (15 anni per impianti nuovi).

Dopo un lungo periodo di interlocuzioni informali con le istituzioni europee, il MiSE ha notificato il 23 agosto 2017 il meccanismo di *capacity market* italiano alla DG *Competition* che lo ha approvato in data 7 febbraio 2018 per 10 anni, fino al 31 dicembre 2028, avendolo ritenuto compatibile con le Linee Guida europee in materia di aiuti di stato. Contestualmente la DG *Competition* ha approvato un analogo meccanismo per la Polonia, la riserva strategica per Belgio e Germania, il regime di interrompibilità per la Grecia e il meccanismo di gestione della domanda francese.

Nel mese di marzo 2018 Terna ha posto in consultazione la disciplina di prima e piena attuazione con alcune novità tra cui:

- l'introduzione della "capacità in rifacimento" e di una soglia minima di investimento pari a 209.000 €/MW per ottenere la qualifica di "capacità in ripotenziamento" e di "capacità nuova" e, quindi, accedere a contratti di durata quindicennale;
- la modifica dei criteri di valutazione delle offerte con la previsione dell'indice di emissione di portafoglio, che esprime la quantità di CO2 emessa, espressa in kg/MWh prodotto dall'insieme delle unità di produzione di ogni partecipante all'asta;
- l'apertura alla partecipazione:
 - a tutte le unità di produzione, senza distinzione di tecnologia, anche a quelle incentivate che però rinuncino all'incentivo del GSE durante il periodo di consegna;
 - alle unità di consumo (UCMC, Unità di Consumo per il Mercato della Capacità);
 - alla capacità estera.

Con Delibera 261/2018/R/eel l'Autorità ha modificato ed integrato la precedente Delibera ARG/elt 98/11 per adattare il disegno del mercato alla disciplina approvata dalla DG *Competition*.

Nel mese di dicembre 2018 il Trilogo UE ha raggiunto un accordo formale sul testo dell'*Electricity Regulation* - Regolamento contenuto all'interno dell'emanando *Clean Energy Package* - che, tra le altre misure, definisce le regole e i principi chiave che i meccanismi di capacità implementati negli Stati UE devono rispettare. L'accordo prevede l'imposizione di limiti emissivi per la partecipazione ai meccanismi di capacità sia per impianti esistenti sia per impianti nuovi. E' stata, tuttavia, garantita una salvaguardia per i contratti conclusi entro il 31/12/2019. Il Trilogo ha, inoltre, definito in 10 anni la lunghezza massima dei meccanismi di capacità. A marzo 2019 Parlamento e Consiglio dell'UE saranno chiamati ad adottare ufficialmente il Regolamento che, una volta pubblicato in Gazzetta Ufficiale, sarà direttamente applicabile in ciascun Stato Membro.

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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 Governo italiano ha annunciato l'intenzione di procedere con una nuova breve notifica formale alla Commissione per escludere fin da subito dal *capacity market* gli impianti caratterizzati da indici emissivi particolarmente elevati (ad esempio quelli a carbone) allo scopo di avviare il meccanismo nel 2019, che, in ogni caso, per essere operativo richiede due ulteriori interventi formali: l'adozione di un DM da parte del MiSE e la pubblicazione di una delibera dell'Autorità che fissi i livelli dello *strike price* e dei *cap* al premio.

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 in considerazione del fatto che l'elettrodotto Sorgente-Rizziconi che collega la Sicilia al Continente potrebbe 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. La Delibera prevede, inoltre, che il gruppo 1 a 150 kV svolga un ruolo di *back-up* in caso di indisponibilità del gruppo 2.

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 *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.

Con Delibera 334/2018/R/eel è stato liquidato da Terna il saldo relativo al regime di essenzialità del 2015 per un importo pari a 22 milioni di euro (di cui circa 7 milioni di euro come sopravvenienza 2018). L'Autorità ha, infatti, riconosciuto che le eccezionali temperature dell'estate 2015 hanno avuto un impatto negativo sulla disponibilità della centrale tale da dover ridurre la potenza per rispettare i limiti di legge relativi alla temperatura di scarico in mare dell'acqua necessaria al raffreddamento. La Delibera ha accolto la metodologia di calcolo dell'indisponibilità proposta da A2A a Terna nel 2016 ed inoltrata dalla stessa Terna all'Autorità.

Con Delibera 549/2018/R/eel l'Autorità ha disposto la liquidazione, da parte di Terna, del primo acconto relativo al 2018, pari a 34,7 milioni di euro. I crediti ancora da incassare in relazione all'essenzialità 2018 ammontano a circa 37 milioni di euro.

Successivamente, con Delibera 608/2018/R/eel l'Autorità ha disposto la liquidazione, da parte di Terna, del secondo acconto relativo al 2017, pari a 24,7 milioni di euro.

I crediti ancora da incassare e relativi all'essenzialità degli anni precedenti (2016 e 2017) risultano complessivamente pari a circa 18 milioni di euro.

Nel corso del primo semestre 2018 è stata presentata un'istanza a Terna – poi reiterata nel corso del mese di novembre all'Autorità – volta alla revisione dei parametri di *benchmark* dello sbilanciamento in ragione delle particolarità impiantistiche della centrale. L'istanza è attualmente al vaglio dell'Autorità per la valutazione.

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 in conservazione di Ponti sul Mincio e Chivasso 2 e, successivamente, ha chiesto informazioni anche sulle tempistiche di riattivazione della centrale a carbone di Brindisi (unità 3 e 4) e del gruppo Sermide 3.

Le richieste di Terna sono state formulate 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.

A2A Energiefuture S.p.A. 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, A2A gencogas S.p.A. ha ripristinato la piena disponibilità tecnica dell'unità nel maggio 2018 previo trasporto del trasformatore da Chivasso in sostituzione di quello esistente guasto.

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 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 per 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 UE 460/2017 del 17 marzo 2017, attualmente in consultazione, nonché della diversa elasticità al prezzo della domanda di capacità delle varie tipologie di utenti.

L'Autorità, con Delibera 306/2018/R/gas, ha approvato i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il 2019, mentre quelli relativi al 2018 erano stati approvati con Delibera 795/2017/R/gas. In generale, nel 2019 rispetto al 2018, si registra un aumento dei corrispettivi di ingresso (circa +10%) nella rete nazionale, del corrispettivo unitario variabile CV (+0,5%) e del corrispettivo transitorio di misura (+5,7%) ed una leggera diminuzione dei corrispettivi di uscita dalla rete nazionale (circa -2%) e del corrispettivo unitario di capacità di rete regionale (circa -3%).

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 spingendo gli operatori ad effettuare previsioni di produzione e consumo sempre migliori, 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 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 applicando la disciplina previgente 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.), Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) e A2A Energia S.p.A. hanno presentato ricorso al TAR Lazio contro i ricalcoli effettuati da Terna in quanto la stessa non

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

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 è tutt'ora in essere in quanto diversi operatori, seguendo percorsi indipendenti, hanno presentato ricorso contro la citata Delibera 333/2016/R/eel invocandone la sospensiva che è stata negata in sede TAR ma approvata, per alcuni operatori e dietro prestazione di garanzie, dal Consiglio di Stato. Le sedute di merito del TAR Lombardia sono previste per il 2019.

Periodo gennaio 2015 – giugno 2016

A giugno 2016, considerato il significativo incremento dei costi di sbilanciamento, l'Autorità ha avviato un'indagine 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 di 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 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.

Tali procedimenti si sono conclusi con le Delibere 813/2016/R/eel e 178/2018/S/eel che 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.

Nel 2017 A2A S.p.A. ha proceduto ad inviare a propria difesa numerose memorie ed ha ricevuto la comunicazione delle risultanze istruttorie il 13 dicembre 2017. Con Delibera 122/2018/S/eel l'Autorità ha irrogato ad A2A S.p.A. una sanzione amministrativa pecuniaria ridotta pari a 22.500 euro.

Progetti pilota Terna per l'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento a nuove risorse

Con Delibera 300/2017/R/eel l'Autorità ha avviato un percorso di apertura del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) a nuove risorse dando mandato a Terna di predisporre progetti pilota cui gli operatori possono aderire volontariamente per fornire risorse tramite unità di produzione (UP), unità di consumo (UC) e *storage*.

La partecipazione e la fornitura di servizi possono avvenire anche in forma aggregata nonché sono ammesse anche tipologie di impianti prima esclusi quali unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili rilevanti e non rilevanti, unità programmabili finora non abilitate e sistemi di accumulo.

Ad oggi Terna ha proposto 6 progetti pilota:

1. UVAC (Unità Virtuali Abilitate di Consumo) approvato con Delibera 372/2017/R/eel e che prevede:

- l'accesso a MSD per UC che, anche aggregate, superano 1 MW di potenza regolabile con remunerazione "a chiamata";
- contrattazione a termine – nella forma di contratto ad una via - da parte di Terna in momenti critici per il sistema al fine di aumentare le risorse disponibili.

2. UVAP (Unità Virtuali Abilitate di Produzione) approvato con Delibera 583/2017/R/eel e che prevede:

- abilitazione volontaria di UP, anche non rilevanti e che, aggregate, superano 1 MW di potenza regolabile;
- remunerazione solo “a chiamata”.

3. Regolazione della tensione in specifiche zone di rete approvato dall’Autorità con delibera 675/2018/R/eel (Terna ha chiesto la fornitura di energia reattiva in alcuni poli specifici di rete, tra cui nell’Area di Brindisi senza fornitura di energia attiva).

4. UPR (Unità di Produzione Rilevanti), consultazione conclusasi il 30 marzo 2018, non ancora approvato dall’Autorità e che prevede l’accesso a MSD per UP rilevanti oggi non abilitate (rinnovabili non programmabili, UP oggi non obbligatoriamente abilitate).

5. UPI (Unità di Produzione Integrate), *storage* per regolazione primaria della frequenza, approvato dall’Autorità con Delibera 402/2018/R/eel e che prevede:

- possibilità di fornire regolazione primaria presso UP abilitate o UPR tramite Unità di Stoccaggio integrate in tal modo liberando la semibanda di regolazione dell’1,5% della potenza che le UP abilitate sono obbligate a riservare a Terna;
- limite di 30 MW alla potenza qualificabile sul Continente.

6. UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste), approvato con Delibera 422/2018/R/eel e che prevede:

- superamento dei progetti UVAC e UVAP tramite la definizione di UVAM che può comprendere UC e UP: i titolari di UVAC e UVAP avranno un tempo limitato per adeguarsi al Regolamento UVAM e non decadere dall’abilitazione a MSD;
- contrattazione a termine analoga a quella prevista per le UVAC.

A2A S.p.A. ha qualificato una propria UVAP per circa 6 MW e un’UVAC per 1 MW. Quest’ultima è stata anche chiamata nell’asta a termine relativa al mese di agosto ricevendo un premio fisso (circa 5.000 €) e, come per le UVAP, una remunerazione variabile in funzione del ricavo su MSD.

E’ stata attivata una *task force* interna per implementare progetti UPI e UVAM al fine di cogliere le nuove opportunità su MSD.

Incentivi alla produzione da fonte rinnovabile 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 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 2018 l’incentivo (I) è pari a 98,95 €/MWh mentre per il 2019 risulta pari a 92,11 €/MWh.

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

Analogo strumento è riconosciuto agli impianti che hanno beneficiato dei CV rilasciati sulla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento (CV TLR) per i quali l'incentivo (I) è fisso e pari a 84,34 €/MWh (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 2018 sono stimati pari a 41,7 milioni di euro.

Al 31 marzo 2018, ultima data utile, il Gruppo ha richiesto il ritiro del magazzino al GSE per un totale di 636.749 tra CV e CV TLR a fronte di un controvalore di 63,1 milioni di euro.

Riconoscimento qualifica IAFR all'impianto idroelettrico di Ampezzo da parte del GSE

Per effetto dell'entrata in vigore del DM 23 giugno 2016 - che contiene norme di raccordo con i precedenti DM 6 luglio 2012 e DM 18 dicembre 2008 - A2A S.p.A. ha presentato istanza al GSE per la riapertura della qualifica IAFR per l'impianto idroelettrico di Ampezzo.

In data 11 maggio 2018 il GSE, dopo una nuova istruttoria documentale, ha comunicato l'accoglimento dell'istanza limitatamente ai due gruppi della centrale entrati in esercizio a seguito dell'intervento di rifacimento parziale in data 31 ottobre 2012 e per una durata di 15 anni.

A2A S.p.A. ha ottenuto il riconoscimento del conguaglio da parte del GSE per il rilascio degli incentivi nella forma di CV per gli anni 2013-2015 e di *feed-in premium* per gli anni 2016-2017 per un importo totale di circa 22,8 milioni di euro.

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

In sede di conversione in legge (Legge n. 12/2019) con modificazioni del DL 14 dicembre 2018, n. 135 (c.d. DL Semplificazioni) il Legislatore è intervenuto all'art. 11-quater con un riordino complessivo della disciplina inerente le concessioni idroelettriche di grande derivazione (> 3 MW).

Negli ultimi anni la mancata attuazione delle norme primarie volte a consentire lo svolgimento di gare per l'assegnazione delle concessioni scadute aveva portato alla prosecuzione temporanea della gestione da parte degli attuali titolari.

L'art. 12 del D.Lgs. 79/1999, nella versione previgente, disponeva infatti che le Regioni assegnassero le concessioni sulla base di criteri che avrebbero dovuto essere definiti da un DM concertato tra Min. Sviluppo e Min. Ambiente, e adottato d'intesa con la Conferenza Unificata Stato-Regioni, il quale non è stato mai emanato, così determinandosi un'estensione di fatto della gestione delle concessioni scadute in forza del comma 8 bis di tale art. 12, che prevedeva l'esercizio della concessione da parte del concessionario uscente fino alla riassegnazione, a condizioni immutate.

La Commissione Europea, nell'ambito della procedura d'infrazione n. 2011/2026, aveva peraltro inviato all'Italia il 26 settembre 2013 una lettera di messa in mora, contestando la non compatibilità di taluni profili della normativa nazionale con l'ordinamento comunitario. Il Governo aveva, quindi, prospettato alla Commissione un complessivo riassetto del settore.

Le nuove norme, introdotte nel citato art. 12 mediante la Legge n. 12/2019, prevedono che le Regioni disciplinino con proprie leggi modalità, procedure e criteri di assegnazione delle concessioni, le quali potranno essere affidate ad operatori economici individuati tramite gara, ovvero a società miste pubblico/private con selezione del socio privato mediante gara, oppure tramite forme di partenariato ai sensi del D.Lgs. 50/2016.

L'iter per l'aggiudicazione dovrà essere avviato entro 2 anni dall'entrata in vigore delle Leggi Regionali menzionate e, comunque, non oltre il 31 marzo 2022.

La durata delle nuove concessioni sarà compresa tra 20 e 40 anni, con possibilità di estensione del termine massimo di ulteriori 10 anni in relazione alla complessità della proposta progettuale e all'importo dell'investimento.

Sarà anche ridefinito con legge regionale (sentita l'ARERA) il canone demaniale da corrispondere su base semestrale alle Regioni, articolato in una componente fissa legata alla potenza nominale media di concessione ed una variabile calcolata come percentuale dei ricavi normalizzati.

Le Regioni potranno anche imporre ai concessionari di fornire gratuitamente 220 kWh annui per ogni kW di potenza nominale media di concessione.

Per le concessioni scadute è, inoltre, prevista la corresponsione di un canone aggiuntivo e la possibile fornitura gratuita di energia nei termini suindicati.

Entro 180 giorni dall'entrata in vigore della Legge n. 12/2019 dovrà essere emanato un DM da parte del MiSE, sentita l'ARERA e previo parere della Conferenza Unificata Stato-Regioni, che dovrà stabilire gli importi minimi sia della parte fissa del canone demaniale sia del canone aggiuntivo. Decorso vanamente detto termine, le Regioni potranno determinare tali importi in misura non inferiore a 30 euro/kW per la componente fissa del canone demaniale, e a 20 euro/kW per il canone aggiuntivo.

In tema di indennizzo ai gestori uscenti, la nuova norma, richiamando il RD 1775/1933, prescrive:

per le opere c.d. "bagnate", il passaggio senza compenso in proprietà delle Regioni; in caso di investimenti – purché definiti nell'atto di concessione o autorizzati dall'ente concedente –, è previsto un indennizzo pari al valore della parte di bene non ammortizzato;

per le opere c.d. "asciutte", il riconoscimento di un valore residuo desunto da atti contabili o perizia asseverata, al netto dei beni ammortizzati. In ipotesi di mancato utilizzo da parte del concessionario entrante, per i beni mobili è prevista la rimozione e lo smaltimento a carico del proponente, mentre quelli immobili restano di proprietà degli aventi diritto.

Le concessioni di grande derivazione d'acqua ad uso idroelettrico in capo ad A2A S.p.A. ubicate in Valtellina (per una potenza nominale di concessione pari a circa 200 MW) sono per la maggior parte scadute¹ ed attualmente esercite in "prosecuzione temporanea", anche ai sensi della D.G.R. n. X/7693 del 12 gennaio 2018 della Regione Lombardia, la quale ha già richiesto il pagamento di un canone aggiuntivo determinato provvisoriamente nella misura di 20 euro/kW, canone che A2A S.p.A. non ha sinora corrisposto avendo impugnato tutte le delibere regionali al Tribunale Superiore Acque Pubbliche in forza del citato comma 8bis dell'art. 12 del D.Lgs. 79/1999, che prevedeva la prosecuzione a condizioni invariate (trattasi di circa oltre 17 milioni di euro pretesi dalla Regione per il periodo 1° gennaio 2011 – 31 dicembre 2018, che sono stati comunque accantonati a bilancio).

Le altre concessioni di A2A S.p.A. (impianti di Mese, Udine e della Calabria per una potenza nominale di concessione complessiva pari a ca. 345 MW) hanno invece scadenza al 2029.

Settlement gas: determinazione delle partite pregresse 2013-2017

Con le Delibere 670/2017/R/gas e 782/2017/R/gas l'Autorità ha approvato le disposizioni in materia di settlement gas definendo la metodologia per la determinazione delle partite fisiche ed economiche di aggiustamento per gli anni 2013-2016.

La determinazione delle partite economiche è avvenuta 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 sono stati resi noti da Snam Rete Gas S.p.A. agli utenti del trasporto a giugno 2018 ma, in considerazione delle numerose segnalazioni pervenute, l'impresa di trasporto ha ritenuto opportuno concedere un'ulteriore finestra temporale per la definitiva presa in carico delle partite economiche ai fini del conteggio dell'esposizione potenziale del sistema nei confronti di ciascun utente.

Le fatture pagate da A2A S.p.A. ammontano a complessivi 7,7 milioni di euro. L'importo è stato accantonato in conto patrimoniale al netto degli importi relativi al 2013 (pari a circa 554.000 euro) che sono stati gestiti come sopravvenienza passiva essendo il bilancio di quell'anno chiuso.

A settembre 2018 un operatore ha impugnato al TAR Lombardia, chiedendone l'annullamento previa sospensione, le Delibere 670/2017/R/gas, 782/2017/R/gas, in parte qua, la Delibera 72/2018/R/gas sulla riforma del settlement gas e gli ulteriori provvedimenti dell'Autorità e di Snam Rete Gas S.p.A. connessi. Il TAR ha respinto la richiesta di sospensiva e ad oggi si è in attesa del giudizio di merito.

1 Le concessioni di Grosotto, Lovero, Stazzona 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.

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

Chiusura del contenzioso relativo alla Delibera ARG/gas 89/10 e liquidazione degli importi

Con Delibera ARG/gas 89/10, in presenza di una fase congiunturale caratterizzata da una 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 di 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).

Le società di vendita del Gruppo A2A avevano presentato ricorso avverso entrambe le delibere contestando l'arbitrarietà del valore del k . Al termine di un lungo contenzioso il Consiglio di Stato, con sentenza n. 4825 del 18 novembre 2016, ha confermato le ragioni dei ricorrenti.

Con Delibera 737/2017/R/gas l'Autorità ha rideterminato il coefficiente k , ponendolo pari a 0,952 per entrambi gli anni termici 2010-2012 mentre con la Delibera 32/2019/R/gas ha previsto:

- un meccanismo di riconoscimento degli importi spettanti ai venditori tramite l'istituzione di una componente sulla tariffa di distribuzione e misura gas corrisposta dai clienti con consumi fino a 200.000 Smc/anno (tecnicamente sotto-componente della UG_2 denominata UG_{2k});
- l'istituzione di un apposito Conto presso la CSEA;
- la raccolta del gettito avverrà nell'arco di 3 anni a partire dal 1° aprile 2019;
- gli importi spettanti ai venditori saranno ridotti in funzione dell'*unpaid ratio* medio a 24 mesi differenziato per tipologia di clienti;
- i venditori interessati, che hanno rifornito clienti in tutela nel periodo di riferimento, dovranno presentare a CSEA apposita istanza di partecipazione al meccanismo entro il 31 maggio 2019.

Le somme saranno liquidate in tre sessioni comprese tra il 1° aprile 2020 e il 31 dicembre 2021.

Per il Gruppo A2A complessivamente si tratta di un impatto economico attorno a 20 milioni di euro.

Business Unit Mercato

Legge Concorrenza 2017 e 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, introduce rilevanti 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 (termine successivamente prorogato al 1° luglio 2020 ai sensi della Legge 108/2018);
- 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 ha assolto i seguenti 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 individuato 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 per informare i clienti del superamento delle tutele di prezzo;
- 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;
- con Delibera 51/2018/R/com ha definito i requisiti di funzionamento del portale informatico per la raccolta e pubblicazione delle offerte commerciali gestito da Acquirente Unico S.p.A.;
- ha trasmesso al MiSE il Rapporto 117/2018/I/com sul monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas necessario ai fini della verifica del raggiungimento degli obiettivi previsti dalla Legge Concorrenza 2017.

Si è ancora in attesa degli adempimenti a carico del MiSE:

- approvazione dell'Elenco Venditori Elettricità;
- riforma del bonus sociale;
- DM recante le modalità di attuazione della fine dei regimi di tutela di prezzo secondo meccanismi che assicurino la concorrenza e la pluralità di fornitori e di offerte nel libero mercato.

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

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

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, nell'ambito dell'aggiornamento annuale della componente RCV per il 2019 disposto con Delibera 706/2018/R/eel, ha riconosciuto agli esercenti la maggior tutela i costi sostenuti nel 2017 in attuazione delle sopra citate 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 alla 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 in maggior tutela, nell'ampliamento del *call center* con ulteriori numeri di riferimento per la clientela in tutela e nella cura del *lay-out* dei documenti di fatturazione in modo da non ingenerare alcuna confusione con le attività della società sul mercato libero.

Tali adempimenti sono stati valorizzati nell'ambito dell'attività istruttoria avviata da parte dell'AGCM nei confronti di A2A Energia S.p.A. e di A2A S.p.A. nel maggio 2017, per l'accertamento di presunte condotte abusive nelle modalità di proposizione di un'offerta estesa al mercato nel 2016 - Procedimento A512, concluso nel mese di dicembre del 2018 senza irrogazione di sanzioni nei confronti delle due società (si veda nello specifico il paragrafo dedicato).

Nelle settimane immediatamente precedenti l'adozione del provvedimento di chiusura da parte di AGCM, con Delibera 561/2018/E/eel l'Autorità ha approvato un programma di controlli in materia di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione nei confronti di imprese operanti nelle attività di vendita a mercato libero e in maggior tutela, che si concluderà entro il 30 giugno 2019.

Addebito del canone RAI nella bolletta elettrica

L'articolo 1, commi 152-164, della Legge n. 208/2015 (Legge di Stabilità 2016) ha disciplinato l'addebito del canone RAI tramite le fatture emesse dalle imprese elettriche ai propri clienti residenti (se non esenti) a partire da 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 siano riconosciuti i costi per un totale massimo di 14 milioni di euro/anno e per il solo biennio 2016 e 2017. La Delibera 291/2017/R/eel ha definito i criteri di ripartizione di tale contributo: gli importi spettanti a ciascuna impresa sono calcolati da Acquirente Unico S.p.A. 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 mentre il contributo relativo al 2018 verrà erogato nel mese di gennaio 2019 nella misura di 565.756 euro.

Componenti a copertura dei costi di commercializzazione sulla maggior tutela elettrica, sul mercato libero elettrico e sulla tutela gas: anni 2018 e 2019

La Delibera 927/2017/R/eel ha aggiornato per il 2018 la componente RCV a copertura dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela elettrica prevedendo, rispetto al 2017 e con riferimento alla zona Centro-Nord, una riduzione per i clienti domestici e un incremento per i clienti non domestici (l'impatto complessivo per A2A Energia S.p.A. è stato pari a circa 0,3 milioni di euro).

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). Con Delibera 364/2018/R/eel l'Autorità ha provveduto a confermare, a decorrere dal 1° luglio 2018, i valori della componente PCV precedentemente definiti.

La Delibera 916/2017/R/gas ha aggiornato per il 2018 la componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio gas con un lieve incremento rispetto al 2017 (impatto complessivo per A2A Energia S.p.A. pari a circa 0,4 milioni di euro).

La Delibera 706/2018/R/eel ha aggiornato per il 2019 le componenti PCV e RCV. L'aggiornamento è avvenuto al rialzo relativamente alla PCV, mentre la RCV ha subito, con riferimento alla zona Centro-Nord, una riduzione per i clienti non domestici ed un incremento per i clienti domestici (l'impatto complessivo atteso per A2A Energia S.p.A. è pari a circa 4,4 milioni di euro).

Nell'ambito di questo ultimo aggiornamento l'Autorità ha provveduto a riconoscere agli esercenti la maggior tutela i costi sostenuti per l'implementazione del *debranding* (ex TIUF) nella misura degli incrementi registrati con riferimento ai costi operativi desumibili dai CAS redatti ai sensi del TIUC.

La Delibera 707/2018/R/gas ha aggiornato per il 2019 la componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio gas con un lieve incremento rispetto al 2018 (impatto atteso per A2A Energia S.p.A. pari a circa 0,2 milioni di euro).

Ulteriori meccanismi di copertura dei costi efficienti sulla maggior tutela elettrica

Con riferimento agli ulteriori meccanismi di compensazione dei costi sulla maggior tutela elettrica si segnala che:

- per effetto dell'istanza presentata con riferimento al meccanismo di compensazione della morosità dei clienti finali di cui al TIV, finalizzato a riconoscere eventuali oneri legati alla morosità eccedenti l'*unpaid ratio* già considerato ai fini dell'aggiornamento della componente RCV (COMP 2017), nel 2018 è stato erogato ad A2A Energia S.p.A. un importo pari a 7,6 milioni di euro;
- per effetto dell'istanza presentata con riferimento al meccanismo relativo alla fuoriuscita dei clienti dal servizio di maggior tutela, finalizzato a riconoscere l'ulteriore costo fisso connesso ad un tasso di uscita dei clienti verso il mercato libero maggiore rispetto a quanto implicitamente riconosciuto nell'ambito della definizione della componente RCV (PUC 2017), nel 2018 è stato erogato ad A2A Energia S.p.A. un importo pari a 65.000 euro;
- per effetto dell'istanza presentata con riferimento al meccanismo finalizzato a incentivare la diffusione della bolletta elettronica relativo al 2017, nel 2018 è stato erogato ad A2A Energia S.p.A. un importo pari a 6.500 euro.

Prescrizione biennale dei consumi di energia elettrica e gas naturale

La Legge di Bilancio 2018, all'articolo 1, commi 4-10, ha introdotto la prescrizione biennale nei contratti di fornitura di energia elettrica, gas e servizio idrico nei rapporti tra i clienti e il venditore, nei rapporti tra il distributore e il venditore e in quelli con l'operatore del trasporto e con gli altri soggetti della filiera, ad eccezione dei casi in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo derivi da responsabilità accertata dell'utente, nonché la sospensione dei pagamenti (e rimborso dei pagamenti effettuati) in caso di procedimenti AGCM per l'accertamento di violazioni del codice del consumo in tema di fatturazione, finché non sia stata verificata la legittimità della condotta dell'operatore.

L'entrata in vigore è differenziata per i diversi settori: dal 1° marzo 2018 per il settore elettrico e dal 1° gennaio 2019 per il settore gas mentre dal 1° gennaio 2020 per il servizio idrico.

L'Autorità ha dato una prima attuazione delle disposizioni in merito:

- con Delibera 97/2018/R/com ha definito l'ambito di applicazione, ribadito le tempistiche di entrata in vigore di quanto previsto dalla Legge di Bilancio, e introdotto obblighi informativi da parte dei venditori nei confronti dei clienti finali al fine di renderli edotti della possibilità di eccepire la prescrizione biennale;
- con Delibera 264/2018/R/com ha introdotto una misura transitoria che consente all'utente del trasporto, in caso di mancato incasso dovuto ad un'eccezione di prescrizione sollevata dal cliente finale dovuta a conguagli e rettifiche imputabili alla responsabilità del distributore, di richiedere all'impresa distributrice la rideterminazione degli importi;
- con Delibera 569/2018/R/com ha introdotto nuovi ed ulteriori obblighi informativi e definito le modalità per eccepire la prescrizione nei casi in cui la responsabilità del ritardo di fatturazione sia imputabile al venditore, al distributore o presumibilmente al cliente;
- con Delibera 683/2018/R/com ha provveduto ad estendere anche al settore gas la possibilità per i venditori di richiedere al distributore la restituzione delle somme versate in eccesso in caso di mancati incassi dovuti alle eccezioni di prescrizione sollevate da clienti finali, legate a ricalcoli la cui responsabilità sia attribuita al distributore stesso, ha confermato l'adozione del criterio pro-die ai fini dell'identificazione del periodo oggetto di prescrizione ed ha rimandato ad un successivo provvedimento la definizione delle tempistiche e delle modalità con cui gli utenti del dispacciamento dell'energia elettrica e gli utenti del bilanciamento del gas naturale, in caso di mancato incasso dovuto a

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

un'eccezione di prescrizione sollevata dal cliente finale per responsabilità dei distributori, abbiano titolo a richiedere rispettivamente a Terna e a Snam Rete Gas la revisione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento o bilanciamento.

Aggiudicazione del servizio di salvaguardia per il biennio 2019-2020

La Legge 3 agosto 2007, n.125/07, ha istituito il servizio di salvaguardia per tutte le imprese ed enti pubblici rimasti senza fornitore di energia elettrica e che sono intestatari di almeno un punto di fornitura in media o alta tensione oppure di soli punti in bassa tensione con oltre 50 dipendenti o con un fatturato annuo superiore a 10 milioni di euro.

A2A Energia S.p.A. è stata selezionata, tramite procedura concorsuale pubblica, per il periodo 1° gennaio 2019 - 31 dicembre 2020, come fornitore di energia elettrica del servizio di salvaguardia nelle Marche, in Umbria e in Toscana.

I prezzi applicati sono stabiliti in base alle disposizioni dell'Autorità e alle modalità di calcolo fissate dal MiSE ed includono i costi dell'energia elettrica all'ingrosso, il dispacciamento e i costi di commercializzazione. In particolare A2A Energia S.p.A. applica all'energia fornita e alle relative perdite di rete:

- un corrispettivo pari alla media mensile dei prezzi di acquisto sul mercato del GME, differenziato per fasce orarie e maggiorato del parametro omega (Ω) pari a 15,90 €/MWh;
- la somma dei corrispettivi a copertura dei costi relativi al servizio di dispacciamento (con esclusione dei costi per lo sbilanciamento effettivo e del corrispettivo di non arbitraggio);
- i corrispettivi a copertura dei costi di misura, trasmissione e distribuzione ed a copertura degli oneri e maggiorazioni di sistema definiti nell'Allegato A alla Delibera 654/2015/R/eel;
- il corrispettivo CSAL a copertura degli oneri per la morosità, applicato ai sensi dell'articolo 29, comma 11, del TIV (Testo Integrato della disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e salvaguardia).

Avvio procedimento sanzionatorio e prescrittivo in materia di fatturazione dei consumi

Con Determinazione DSAI/65/2018/com l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio e prescrittivo nei confronti di A2A Energia S.p.A. volto ad accertare violazioni in materia di fatturazione dei consumi energetici, relativamente alla presunta applicazione di specifici corrispettivi ai clienti finali per la ricezione di fatture in formato cartaceo.

In data 14 dicembre la Società ha tempestivamente presentato una proposta di impegni, ai sensi dell'art. 45 del decreto legislativo 93/11 e dell'art. 16 dell'Allegato A alla deliberazione 243/2012/E/com, tuttora in fase di valutazione da parte dell'Autorità.

Chiusura senza irrogazione di sanzioni dell'istruttoria AGCM A512 nei confronti di A2A Energia S.p.A. e di A2A S.p.A. per ipotesi di abuso di posizione dominante

Con provvedimento del 20 dicembre 2018, notificato in data 8 gennaio 2019, AGCM ha chiuso il procedimento istruttorio avviato nel maggio 2017 nei confronti di A2A Energia S.p.A. e di A2A S.p.A. per l'accertamento di un presunto abuso di posizione dominante nella vendita di energia elettrica, in violazione dell'art. 102 TFUE su segnalazione di Edison S.p.A. e di AIGET.

L'Autorità ha ritenuto che *"le evidenze agli atti"* non consentano di dimostrare che le due società *"abbiano posto in essere le condotte abusive della posizione dominante ipotizzate nel provvedimento di avvio"* e ha deliberato che nei confronti delle stesse *"sono venuti meno i motivi di intervento, ai sensi dell'art. 102 TFUE"*.

Il procedimento si chiude, pertanto, senza irrogazione di sanzioni.

La decisione chiude un'istruttoria complessa ed articolata, nel corso della quale i contenuti del provvedimento di avvio erano stati profondamente rivisti ad agosto 2018 con l'invio della CRI (Comunicazione delle Risultanze Istruttorie) in cui gli Uffici avevano contestato alla società condotte differenti rispetto a quelle inizialmente profilate.

Nel corso del procedimento, tuttavia, AGCM non ha individuato alcun elemento probatorio a sostegno delle accuse, motivo per cui era stata la stessa A2A Energia S.p.A., nella memoria e nell'audizione fina-

li, a fornire elementi inequivocabili circa l'infondatezza dei rilievi – nonché delle illazioni dei segnalanti – dimostrando la piena legittimità del proprio operato.

Chiusura dell'istruttoria AGCM PS10728 nei confronti di A2A Energia S.p.A. per applicazione costi servizio pagamento online tramite carta di credito

A chiusura di un procedimento avviato ad aprile 2017, con provvedimento del 20 settembre 2017 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 dinnanzi al TAR Lazio avverso il provvedimento. Il sovrapprezzo chiesto per il servizio di pagamento online tramite carta non era, infatti, riconducibile all'utilizzo dello strumento di pagamento, bensì alla messa a disposizione di un servizio che porta con sé un oggettivo valore aggiunto (considerato anche che dal 1° gennaio 2017 la società ha interrotto la funzione di incasso presso gli sportelli fisici).

Inoltre, allo scopo di tutelare le contrapposte esigenze di protezione degli utenti e di creazione di un mercato competitivo, in cui l'equilibrio economico e finanziario degli operatori sia salvaguardato, l'art. 19 della Direttiva 2011/83/UE (la cd. Direttiva *Consumer Rights*), recepito con la norma di cui all'art. 62 del Codice del Consumo, dispone che gli Stati membri vietino ai professionisti di imporre ai consumatori, in relazione all'uso di determinati strumenti di pagamento, tariffe che superino quelle sostenute dal professionista per l'uso di detti strumenti in ciò legittimando, a nostro avviso, la condotta di A2A Energia S.p.A..

È di inizio gennaio la notizia dell'accoglimento da parte del Consiglio di Stato del ricorso presentato da ACI (Automobile Club d'Italia) contro la decisione del TAR Lazio che aveva confermato la validità del provvedimento con cui AGCM aveva sanzionato l'operatore per violazione della citata disposizione del Codice del Consumo.

Notifica all'AGCM dell'operazione di concentrazione A2A Energia S.p.A. - X3 Energy S.p.A.

In data 26 ottobre 2018 A2A Energia S.p.A. ha presentato all'AGCM una notifica per l'operazione di concentrazione che prevede l'acquisizione da parte della società del ramo d'azienda di X3 Energy S.p.A., relativo alle attività di vendita di gas e energia elettrica.

Con provvedimento del 20 novembre 2018, AGCM ha deliberato di non avviare l'istruttoria di cui all'art. 16, comma 4, della Legge 287/90, in quanto la concentrazione non dà luogo alla costituzione o al rafforzamento di una posizione dominante.

L'operazione con X3 Energy S.p.A. ha, quindi, avuto effetto dal 1° dicembre 2018. Il ramo d'azienda acquisito è attivo nel segmento delle PMI e *Large Business* con clienti prevalentemente ubicati in Emilia Romagna e in Centro-Nord Italia per circa 4.500 punti di fornitura. Il fatturato annuo complessivo è pari a circa 130 milioni di euro.

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

Attribuzioni ad ARERA dei poteri di regolazione e controllo nel settore dei rifiuti

Nel corso del 2018, con riferimento al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, l'Autorità ha adottato diverse delibere di avvio di procedimento al fine sia di svolgere le funzioni di regolazione e controllo assegnate dalla Legge di Bilancio 2018 sia di raccogliere informazioni sul settore.

Le delibere prevedono la convocazione di riunioni tecniche con gli *stakeholder*, così come la pubblicazione di documenti di ricognizione e, stante la *governance* complessa del settore, sono state trasmesse al MATTM, al MEF, alla Presidenza del Consiglio dei Ministri, alle Regioni e all'ANCI.

Avvii di procedimento dell'Autorità

Trattazione di reclami e controversie con gli utenti

Con Delibera 82/2018/R/rif è stato avviato il procedimento per l'individuazione delle prime attività relative alla definizione di un sistema di tutele per la trattazione di reclami e controversie degli utenti finali, finalizzato ad estendere anche al settore dei rifiuti il sistema di tutele già in essere per i settori energetici regolati e idrico (TICO - Delibera 209/2016) che prevede un apposito Servizio Conciliazione con l'avvalimento di Acquirente Unico (Sportello Consumatori).

La chiusura del procedimento è prevista per il 31 dicembre 2019, fatti salvi eventuali esiti conoscitivi e/o consultivi intermedi connessi ad ulteriori provvedimenti dell'Autorità.

Regolazione tariffaria

Con Delibera 225/2018/R/rif è stato avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti di regolazione tariffaria in materia di ciclo integrato dei rifiuti, con particolare riferimento alla:

- a) definizione del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione (anche in caso di TARI);
- b) fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- c) modalità di approvazione delle tariffe definite dall'ente di governo d'ambito, o dall'autorità competente a ciò preposta, per il servizio integrato e dai gestori degli impianti di trattamento;
- d) verifica della corretta redazione dei piani d'ambito.

Con un comunicato del 10 maggio 2018, ARERA ha in ogni caso stabilito che, per garantire un quadro di regole certe e chiare al settore, sino all'adozione dei provvedimenti tariffari continuano ad applicarsi transitoriamente i criteri e le modalità operative disposti dalla disciplina previgente alla Legge n. 205/17 in merito alla definizione e all'approvazione delle tariffe da applicare.

Regolazione della qualità

Con Delibera 226/2018/R/rif è stato avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di regolazione della qualità del servizio nel ciclo integrato dei rifiuti, focalizzati alla:

- a) definizione dei livelli di qualità dei servizi, sentiti le Regioni, i gestori, le associazioni dei consumatori e
- b) diffusione della conoscenza e della trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dell'utenza.

Anagrafica e monitoraggio

Con Delibera 715/2018 è stato avviato il procedimento in merito alla realizzazione di apposita anagrafica di settore e alla definizione di una modulistica da utilizzare per il monitoraggio delle tariffe del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e assimilati relativamente agli anni 2018-2019.

Su questi aspetti si attende un'apposita consultazione e la pubblicazione del provvedimento finale entro il primo semestre 2019.

Richiesta informazioni in merito al servizio di trattamento dei rifiuti urbani e assimilati

La Delibera 714/2018 dispone una richiesta di informazioni ai soggetti esercenti il servizio di smaltimento dei rifiuti urbani e assimilati (impianti TMB, di incenerimento e discariche – in un secondo momento dovrebbe essere avviata richiesta anche per gli impianti di trattamento delle frazioni differenziate) tramite apposita modulistica adottata con Determina entro febbraio 2019.

L'indagine è finalizzata ad acquisire gli elementi funzionali sia alla definizione della regolazione delle condizioni di accesso, sia all'espletamento delle funzioni di controllo intestate all'Autorità, con particolare riferimento ai prezzi praticati dai gestori agli utenti.

DCO 713/2018/R/rif recante “Criteri per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e assimilati e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione”

Il DCO 713/2018 presenta i primi orientamenti dell'Autorità per la regolazione tariffaria dei singoli servizi che caratterizzano il servizio integrato di gestione dei rifiuti (la fase di raccolta e trasporto, e quella di smaltimento e trattamento).

Nel 2019 saranno pubblicati ulteriori DCO più di dettaglio con i quali saranno delineati i meccanismi di approvazione ed articolazione delle tariffe all'utenza e i criteri per la definizione delle condizioni di accesso agli impianti di recupero e smaltimento.

ARERA prevede l'avvio della regolazione a partire dal 2020 (sulla base dei costi effettivi 2018) articolato in un primo semi-periodo (2020-21) in cui verranno introdotti i nuovi meccanismi di definizione e verifica delle tariffe, nonché i primi criteri di unbundling contabile delle attività gestite, e in un secondo semi-periodo (2022-23) focalizzato su efficientamento dei costi e del servizio, oltre a possibili misure volte a favorire l'aggregazione dei gestori della raccolta e del trasporto.

Per il biennio «transitorio» (2018-2019) è prevista un'attività di monitoraggio in cui l'Autorità potrebbe effettuare valutazioni in merito alla corretta applicazione del principio di efficienza dei costi sostenuti.

Incentivazione del biometano utilizzato nel settore dei trasporti

Il Decreto interministeriale 2 marzo 2018 innova la disciplina di incentivazione del biometano orientandola in modo esclusivo all'utilizzo nel settore dei trasporti, per favorire il raggiungimento dell'obiettivo del 10% di consumo di energia rinnovabile nei trasporti al 2020, previsto dalla Direttiva 2009/28/CE. In particolare, il DM:

- modifica le percentuali minime di obbligo di immissione in consumo di biocarburanti e biocarburanti avanzati a carico dei distributori di carburanti (da assolvere direttamente o mediante i cosiddetti Certificati di Immissione al Consumo - CIC). In particolare, una quota d'obbligo pari ad almeno il 75% deve essere assolta attraverso l'immissione di biometano avanzato, ossia biometano ottenuto da rifiuti e residui organici e da agricoltura (tra cui FORSU);
- rivede i meccanismi di incentivazione distinti per il biometano e il biometano avanzato, prodotti da impianti nuovi che dovranno entrare in esercizio entro il 31 dicembre 2022, o da impianti esistenti alimentati da biogas sottoposti a riconversione. Gli incentivi si applicano fino ad una quantità massima di biometano immesso pari a 1,1 miliardi metri cubi/anno.

Per quanto concerne il biometano che non si qualifica come avanzato il produttore provvede alla vendita diretta del gas di origine rinnovabile ai soggetti titolari di impianti di distribuzione di carburanti, e in aggiunta ottiene il rilascio dei CIC corrispondenti al biometano immesso in rete, nella misura di 1 CIC per 10 GCal di carburante.

Per quanto concerne, invece, il biometano avanzato, in alternativa alla vendita diretta (comunque possibile) è previsto un regime di “ritiro dedicato” da parte del GSE, fino alla soglia di quantità massima incentivabile pari alla quota d'obbligo del 75% di cui sopra. Il GSE corrisponde al produttore per 10 anni un prezzo pari a quello medio ponderato registrato sul mercato a pronti del gas naturale (MP-GAS) del GME nel mese di cessione, ridotto del 5%, e in aggiunta riconosce un valore dei CIC pari a 375 euro/titolo, conteggiando 1 titolo per 5 GCal di biometano avanzato (“doppio conteggio” rispetto alla valorizzazione del biometano che non si qualifica avanzato). Nel caso del biometano avanzato, per ciascun impianto non sarà possibile accedere agli incentivi per la parte eccedente la produzione annua massima di 150 mila tonnellate di biocarburante.

Il GME dovrà predisporre e gestire una piattaforma di mercato per la contrattazione dei CIC riconosciuti al biometano e al biometano avanzato che non accede al ritiro da parte del GSE.

In data 18 giugno 2018, il GSE ha pubblicato le Procedure Applicative per la qualifica degli impianti di produzione e l'incentivazione del biometano mediante l'ottenimento dei CIC. A partire da luglio 2018 è, inoltre, disponibile il Portale Biometano per l'invio delle richieste di qualifica degli impianti.

A completamento del quadro in materia di incentivazione, nel mese di dicembre 2018 sono stati pubblicati gli schemi di contratto che il GSE stipulerà con i produttori per la regolazione dell'incentivo

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

sull'immissione in consumo di biometano avanzato nella rete del gas naturale, con destinazione specifica nei trasporti mediante riconoscimento del valore dei CIC.

A2A Ambiente S.p.A. ha in progetto la realizzazione di quattro impianti di produzione di biometano da FORSU, tramite processi di fermentazione anaerobica, per una produzione complessiva annua di 20 milioni di mc di gas. Il biometano prodotto sarà utilizzato ai fini del trasporto, in parte anche per la flotta di automezzi a metano del Gruppo A2A. Tra gli aspetti critici, si segnalano le tempistiche per le autorizzazioni integrate ambientali (AIA), che possono protrarre i tempi per l'entrata in esercizio degli impianti in prossimità della scadenza per l'ottenimento degli incentivi al 2022.

L'interesse del Gruppo A2A nella filiera del biometano è confermato anche dalla stipula, in data 20 giugno 2018, del Protocollo d'Intesa con Coldiretti, Bonifiche Ferraresi, Snam e GSE per creare la prima filiera italiana di biometano agricolo. Partendo dall'utilizzo degli scarti delle coltivazioni e degli allevamenti l'iniziativa punta alla realizzazione di nuovi impianti di produzione e distribuzione del biometano per alimentare auto private, flotte di trasporto pubblico e macchine agricole. A2A, alla luce del percorso già intrapreso nell'economia circolare, metterà a fattor comune il proprio *know-how* come *utility* di riferimento per modelli sostenibili di produzione, distribuzione e riciclo.

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. Da tale data l'impianto ha ceduto la propria produzione sul mercato elettrico in modalità *merchant*.

Ricadute del contenzioso relativo alla Delibera ARG/gas 89/10 sulla disciplina inerente gli incentivi agli impianti in regime CIP6

La risoluzione del contenzioso relativo all'introduzione di un coefficiente riduttivo k alla componente indicizzata della QE (materia prima gas) per gli anni termici 2010-11 e 2011-12 di cui alla Delibera ARG/gas 89/10 (cfr. paragrafo dedicato nella sezione BU GENERAZIONE E TRADING) ha prodotto effetti anche con riferimento alle modalità di quantificazione della componente CEC del prezzo di cessione di cui al Provvedimento del CIP 6/92, determinato sulla base dei valori della QE pubblicata dall'Autorità ai sensi del DM MiSE 20 novembre 2012.

Il TAR Lazio, in sede di disamina dei ricorsi presentati da società del Gruppo A2A avverso il DM MiSE 20 novembre 2012, ha sostanzialmente rigettato i profili di illegittimità evidenziati dalle ricorrenti ad eccezione del solo motivo inerente l'applicazione del coefficiente k . Il TAR infatti, pur confermando la bontà del rinvio da parte del DM al riferimento del TIVG per quantificare il prezzo del gas, ha ribadito l'illegittimità del coefficiente K già affermato dalle precedenti sentenze TAR 665/13 e C.d.S. 4825/16.

In ragione della rideterminazione, ora per allora, del coefficiente k operata dall'Autorità con Delibera 737/2017/R/gas, in data 8 gennaio 2018 è stata inviata al GSE la richiesta di conguaglio con riferimento al CEC corrisposto agli impianti del Gruppo A2A che all'epoca erano in regime CIP 6/92.

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 cessino 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 di 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 sarà in grado di dimostrare 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 proprio buono stato di utilizzo e di produttività nonché il piano di approvigionamento delle materie prime.

Ad agosto 2017 il MiSE ha notificato tale misura di sostegno alla DG *Competition* per la sua valutazione alla luce delle già citate Linee Guida in materia di aiuti di stato. La procedura risulta ancora aperta presso la Commissione.

Pacchetto UE sull'Economia Circolare e percorso di recepimento nell'ordinamento nazionale

In data 14 giugno 2018 è stato pubblicato in GU il Pacchetto UE sull'Economia Circolare composto da:

- 4 Direttive in materia di rifiuti (Direttiva 2018/849 su veicoli fuori uso/pile/RAEE, Direttiva 2018/850 sulle discariche, Direttiva 2018/851 sui rifiuti, Direttiva 2018/852 sugli imballaggi);
- 1 Regolamento relativo all'omologazione e alla vigilanza del mercato dei veicoli.

Le misure contenute sono mirate a favorire l'applicazione della gerarchia dei rifiuti (prevenzione, riuso, riciclo, recupero energetico, discarica) anche attraverso appositi strumenti legislativi e finanziari, ed in quest'ottica sono fissati alcuni obiettivi comuni per l'Unione Europea:

- riciclo di almeno il 55% dei rifiuti urbani entro il 2025. Questa quota è destinata a salire al 60% entro il 2030 e al 65% entro il 2035;
- riciclo del 65% dei rifiuti di imballaggi entro il 2025 (70% entro il 2030) con obiettivi diversificati per materiale.

Le nuove regole riguardano anche le discariche e prevedono un obiettivo vincolante di riduzione dello smaltimento in discarica: gli Stati Membri dovranno assicurare che dal 2030 non vengano più conferiti in discarica i rifiuti riciclabili e che dal 2035 la quota complessiva di rifiuti urbani destinati alle discariche non ecceda il 10%.

Centrale nell'applicazione della gerarchia dei rifiuti è il rafforzamento del principio della Responsabilità Estesa del Produttore attraverso la quale i produttori sono chiamati a partecipare alla gestione organizzativa e finanziaria della fase del ciclo di vita in cui il prodotto diventa un rifiuto.

Le Direttive dovranno essere recepite nell'ordinamento dei Paesi Membri entro il 5 luglio 2020.

La Legge Delega UE (approvata lo scorso 6 settembre dal CdM) ha fissato i principi che il Governo dovrà usare nei decreti di recepimento con cui le Direttive saranno trasposte nel nostro ordinamento.

Parallelamente il MATTM ha avviato un percorso consultivo con i diversi *stakeholder* interessati per valutare le (ampie) modifiche che dovranno essere apportate al D.Lgs. n. 152 del 2006 (Testo Unico Ambiente) per recepire le nuove disposizione comunitarie, oltre agli interventi di adeguamento dell'impianto normativo alle nuove esigenze del settore.

Gare per l'assegnazione dei servizi di trattamento e smaltimento rifiuti - Avvio Istruttoria AGCM nei confronti di Linea Ambiente S.r.l., LGH S.p.A., A2A S.p.A. (con coinvolgimento A2A Ambiente S.p.A. nelle attività ispettive) per ipotesi di intesa

In data 12 dicembre 2018 AGCM ha avviato nei confronti di Linea Ambiente S.r.l., LGH S.p.A., A2A S.p.A., CORE S.p.A., Herambiente S.p.A., Hera S.p.A., Rea Dalmine S.p.A. e Sogliano Ambiente S.p.A. un procedimento istruttorio per l'accertamento di una presunta intesa restrittiva della concorrenza, in violazione dell'art. 101 TFUE.

AGCM si è attivata su segnalazione di AMA (società detenuta al 100% dal Comune di Roma ed operante nei servizi ambientali) in merito agli esiti di due procedure di gara (nn. 17 e 40/2018) dalla stessa indette ed aventi ad oggetto i servizi di trattamento del rifiuto indifferenziato (RUR) e di recupero o smaltimento di scarti, FOS (Frazione Organica Stabilizzata) e CDR prodotti dai TMB di proprietà della stessa AMA nonché il trasporto di tali materiali agli impianti di trattamento.

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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 ipotizza che le società indagate abbiano posto in essere un'attività di coordinamento volta all'astensione dalla partecipazione alle sopra menzionate procedure di gara, con la conseguente aggiudicazione dei medesimi servizi a seguito di trattativa privata a condizioni più onerose. In particolare AMA ha, infine, contrattualizzato alcuni dei servizi con un RTI (già fornitore di servizi di trattamento e smaltimento alla società in esito ad un bando del 2016) di cui fanno parte anche Herambiente S.p.A. e Linea Ambiente S.p.A..

L'AGCM evidenzia di non escludere che *"il successo di un'eventuale concertazione (...) abbia richiesto il coinvolgimento di due tra i principali gruppi italiani attivi nel settore (A2A ed Hera), i quali avrebbero potuto presentare offerte alle gare bandite da AMA e gestire i relativi servizi"*.

Il Procedimento dovrebbe concludersi entro la fine del 2019.

L'Autorità ha, pertanto, deliberato l'effettuazione di verifiche ispettive che hanno interessato le società coinvolte dal procedimento in data 18 dicembre 2018.

Non sono state oggetto di verifica le sedi di LGH S.p.A. mentre è stata coinvolta nelle attività ispettive anche A2A Ambiente S.p.A., al momento non parte in causa del procedimento, avendo l'Autorità ritenuto potesse risultare in possesso di documenti rilevanti ai fini della corretta ricostruzione dei fatti oggetto di istruttoria.

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 entrato in vigore il 4 luglio 2017 è applicato dal 5 luglio 2018.

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) applicati 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 è entrato in vigore il 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 stabili 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. 1 marzo 2018, n. 21 – Disposizioni di attuazione del principio di delega della riserva di codice nella materia penale a norma dell’articolo 1, comma 85, lettera q), della Legge 23 giugno 2017, n. 103

Tale decreto, all’art. 3, prevede una modifica del titolo VI bis del Codice Penale relativo ai delitti contro l’ambiente. In particolare, si tratta dell’inserimento del nuovo art. 452-quaterdecies riguardante le attività organizzate per il traffico illecito di rifiuti:

“Chiunque, al fine di conseguire un ingiusto profitto, con più operazioni e attraverso l’allestimento di mezzi e attività continuative organizzate, cede, riceve, trasporta, esporta, importa, o comunque gestisce abusivamente ingenti quantitativi di rifiuti è punito con la reclusione da uno a sei anni [...]”.

Con l’inserimento di questo nuovo articolo si sposta nel Codice Penale il reato di traffico illecito di rifiuti mediante attività organizzate prima previsto dall’art. 260 del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152.

Lettera agli Azionisti
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 Mercato 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

Comunicazione della Commissione 124/01 – Orientamenti tecnici sulla classificazione dei rifiuti

Sulla Gazzetta Ufficiale Europea C 124 del 9 aprile 2018 è stata pubblicata la Comunicazione della Commissione 124/01 “Orientamenti tecnici sulla classificazione dei rifiuti”.

L’obiettivo della comunicazione è quello di fornire orientamenti tecnici su alcuni aspetti della Direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti e della Decisione 2000/532/CE della Commissione relativa all’elenco dei rifiuti), come modificate nel 2014 e nel 2017.

In particolare, essa fornisce chiarimenti e orientamenti alle autorità nazionali, ivi incluse le autorità locali, e alle imprese (ad esempio per le autorizzazioni), riguardo alla corretta interpretazione e applicazione della pertinente normativa UE in materia di classificazione dei rifiuti, segnatamente in merito all’identificazione delle caratteristiche di pericolo, valutando se i rifiuti presentano una qualche caratteristica di pericolo e, in ultima analisi, classificando i rifiuti come pericolosi o non pericolosi.

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»

Dal 5 luglio 2018, per determinare la caratteristica di pericolo HP14 (ecotossico) per i rifiuti è obbligatorio applicare quanto definito dal Regolamento (UE) 2017/997 che modifica all’allegato III della Direttiva 2008/98/CE, a seguito del completamento dello studio supplementare per “garantire la completezza e la rappresentatività delle informazioni relative all’eventuale effetto di un allineamento della valutazione della caratteristica di pericolo HP 14 «Ecotossico» ai criteri di cui al regolamento (CE) n. 1272/2008.”

Con l’entrata in vigore di tale regolamento, i criteri per la classificazione dei rifiuti, come pericolosi per l’ambiente acquatico, saranno gli stessi della classificazione delle miscele pericolose per l’ambiente acquatico secondo il Regolamento CLP, ma con la differenza che la normativa sui rifiuti non prevede l’articolazione in diverse categorie per la tossicità cronica e non viene preso in considerazione il fattore moltiplicativo M.

D.Lgs. 30 maggio 2018, n. 81 – Attuazione della Direttiva (UE) 2016/2284 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 14 dicembre 2016, concernente la riduzione delle emissioni nazionali di determinati inquinanti atmosferici, che modifica la Direttiva 2003/35/CE e abroga la Direttiva 2001/81/CE

Tale decreto è finalizzato al miglioramento della qualità dell’aria, alla salvaguardia della salute umana e dell’ambiente.

Gli obiettivi che si intendono perseguire con il decreto sono quelli indicati nell’art. 1 dello stesso:

- a) gli obiettivi di qualità dell’aria e un avanzamento verso l’obiettivo a lungo termine di raggiungere livelli di qualità dell’aria in linea con gli orientamenti pubblicati dall’Organizzazione mondiale della sanità;
- b) gli obiettivi dell’Unione Europea in materia di biodiversità e di ecosistemi, in linea con il Settimo programma di azione per l’ambiente;
- c) la sinergia tra le politiche in materia di qualità dell’aria e quelle inerenti i settori responsabili di emissioni interessate dagli impegni nazionali di riduzione, comprese le politiche in materia di clima e di energia.

Il decreto prevede l’elaborazione, l’adozione e l’attuazione di programmi nazionali di controllo dell’inquinamento atmosferico, l’elaborazione e l’aggiornamento di inventari e proiezioni nazionali delle emissioni e il monitoraggio degli impatti negativi dell’inquinamento atmosferico sugli ecosistemi.

Decisione CEE/CEEA/CECA 10 agosto 2018, n. 1147 – Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) per il trattamento dei rifiuti, ai sensi della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio

Il documento, indirizzato alle tipologie di impianto di trattamento rifiuti indicate nell'Ambito di Applicazione, contiene la descrizione delle tecniche (BAT), le informazioni per valutarne l'applicabilità ed i livelli di emissione associati (BAT-AEL) nonché le indicazioni per il monitoraggio.

Quanto definito nelle Conclusioni sarà utilizzato dalle Autorità Competenti come riferimento nella definizione delle condizioni di autorizzazione integrata ambientale, ai sensi della Parte II del D.Lgs 152/2006. Entro 4 anni dalla pubblicazione della Decisione, gli atti autorizzativi e se necessario gli impianti stessi, dovranno essere adeguati alle sue previsioni.

D.G.R. Lombardia 2 agosto 2018, n. XI/449 – Approvazione dell'aggiornamento del Piano Regionale degli Interventi per la qualità dell'Aria (PRIA)

Il documento aggiorna la maggior parte delle schede di intervento del Piano Regionale di qualità dell'Aria emesso nel 2013. In particolare, il PRIA prevede di applicare i valori limite più restrittivi, previsti nelle Conclusioni sulle BAT emanate o in via di pubblicazione, per gli inquinanti NO_x e polveri a nuove installazioni o modifiche sostanziali che comportino l'installazione di nuove unità (quest'ultima fattispecie solo nelle aree più critiche) riferite a grandi impianti di produzione energia e impianti di incenerimento.

D.L. 28 settembre 2018, n. 109 – Disposizioni urgenti per la città di Genova, la sicurezza della rete nazionale delle infrastrutture e dei trasporti, gli eventi sismici del 2016 e 2017, il lavoro e le altre emergenze

Dal 29 settembre 2018 è in vigore il Decreto Legge 28 settembre 2018, n. 109 (cd. Decreto Ponte Morandi), che contiene un'importantissima disposizione in tema di fanghi da depurazione in agricoltura. Si tratta dell'art. 41, rubricato "Disposizioni urgenti sulla gestione dei fanghi da depurazione", ai sensi del quale "al fine di superare situazioni di criticità nella gestione dei fanghi di depurazione, nelle more di una revisione organica della normativa di settore, continuano a valere, ai fini dell'utilizzo in agricoltura dei fanghi di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a), del Decreto Legislativo 27 gennaio 1992, n. 99, i limiti dell'Allegato IB del predetto decreto". Lo stesso articolo 41 introduce, poi, un parametro specifico per gli idrocarburi C10 – C40, "per i quali il limite è: ≤ 1.000 (mg/kg tal quale)".

In attesa della legge di conversione, che potrebbe apportare modifiche al testo del D.L., è evidente che il D.L. conferma che la norma di riferimento relativamente ai limiti da applicare ai fini dell'utilizzo in agricoltura dei fanghi da depurazione è il D.Lgs. 99/1992.

D.L. 14 dicembre 2018, n. 135 – Disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione

L'articolo 6 del decreto legge dispone che dal 1° gennaio 2019 sia soppresso il sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti (SISTRI) e che fino alla definizione e alla piena operatività di un nuovo sistema di tracciabilità dei rifiuti organizzato e gestito direttamente dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, la tracciabilità dei rifiuti sia garantita attraverso il registro di carico e scarico e il formulario di identificazione dei rifiuti, come previsto agli articoli 188, 189, 190 e 193 del D.Lgs. 152/2006 nel testo previgente alle modifiche apportate dal D.Lgs. 205/2010.

Lettera agli Azionisti
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 <i>Business Unit Generazione e Trading</i> <i>Business Unit Mercato</i> <i>Business Unit Ambiente</i> <i>Business Unit Reti e Calore</i> <i>Business Unit Estero</i>
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 (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 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.

Anche in considerazione di tali novità normative ed 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 - è stata costituita Unareti S.p.A., operativa dal 1° aprile 2016, che gestisce le attività di distribuzione e misura di energia elettrica e del gas.

Le modalità di recupero dei costi sostenuti al fine di adempiere alle disposizioni in esame sono state oggetto di consultazione nel 2017 (DCO 307/2017/R/com). L'Autorità è orientata a considerare i dati di costo degli operatori, eventualmente depurati dei costi già riconosciuti da altri meccanismi regolatori. 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 negli anni 2015, 2016 e 2017 dagli operatori per adempiere alla separazione del marchio. La liquidazione è attesa nel 2019.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale definitive 2017 e provvisorie 2018

Con Delibera 149/2018/R/gas l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2017 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale (sulla base degli investimenti a consuntivo 2016, al netto di dismissioni e contributi relativi allo stesso anno), mentre con Delibera 177/2018/R/gas ha approvato quelle provvisorie 2018 (sulla base degli investimenti a pre-consuntivo 2017). Rispetto al 2017 è azzerata la componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche, in quanto tali costi saranno riconosciuti a piè di lista, così come continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2020, i costi di capitale relativi alla telegestione dei misuratori elettronici.

Le tariffe sono definite con un WACC pari al 6,1% per l'attività di distribuzione e pari al 6,6% per la misura (Delibera 583/2015/R/com – TIWACC).

Con Delibera 639/2018/R/com l'Autorità ha approvato l'aggiornamento del WACC per il periodo 2019-2021 che viene fissato pari al 6,3% per l'attività di distribuzione del gas e pari al 6,8% per la misura. Per gli anni 2020-2021 tali valori potrebbero modificarsi in occasione della revisione tariffaria del V periodo regolatorio gas.

Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe provvisorie 2018 milioni di euro	Unareti	ASVT	LD Reti	Gruppo ACSM-AGAM ^(*)	Totale
Cap. Centralizzato	48	1	11	12	72
RAB Distribuzione	797	11	158	187	1.153
RAB Misura	124	1	20	23	168
Totale	969	13	189	222	1.393

(*) include le società ACSM-AGAM Reti Gas-Acqua S.p.A., Lario Reti Gas S.r.l., Serenissima Gas S.p.A., Aspem S.p.A. e Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l..

Con Delibera 904/2017/R/gas sono state stabilite le modalità di riconoscimento dei costi relativi all'attività di misura per il 2018 e il 2019:

- i costi dei sistemi di telelettura/telegestione, e dei concentratori continuano ad essere riconosciuti a consuntivo nei limiti di un tetto massimo;
- i costi standard per alcune classi di misuratori sono rivisti, contestualmente ad una revisione del peso del costo standard (da 50% a 40%) rispetto a quello del costo effettivo ai fini del riconoscimento in tariffa degli investimenti relativi a misuratori elettronici.

Con le Delibere 859/2017/R/gas e 711/2018/R/eel sono state definite le tariffe obbligatorie da applicarsi ai clienti finali per i servizi di distribuzione e misura del gas, rispettivamente, per il 2018 e il 2019.

Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità relativi al servizio di distribuzione e misura del gas, per il V periodo di regolazione (2020-2026)

L'Autorità con Delibera 529/2018/R/gas ha avviato il procedimento finalizzato alla definizione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per il servizio di distribuzione e misura gas in vigore nel V periodo regolatorio (2020-2026), definendo specifiche priorità del settore gas tra cui:

- promuovere adeguatezza, efficienza allocativa e sicurezza delle infrastrutture, subordinando il riconoscimento dei nuovi investimenti allo svolgimento di analisi costi-benefici, in linea anche con l'impostazione adottata nell'ambito delle valutazioni dei bandi delle gare gas;
- perseguire l'efficienza produttiva nella fornitura del servizio con il graduale assorbimento della differenziazione nei costi riconosciuti per classi di imprese;
- supportare la sostenibilità ambientale attraverso la diffusione dei gas rinnovabili e di nuove tecnologie (attivazione di progetti pilota innovativi);
- favorire l'efficienza e l'efficacia del servizio di misura;
- promuovere la concorrenza anche nello svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio;
- favorire la semplificazione dei meccanismi di regolazione.

Con la medesima Delibera l'Autorità ha ulteriormente posticipato l'entrata in vigore del metodo dei costi standard per il riconoscimento degli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale (a partire dagli investimenti 2020), in coerenza con la futura adozione di logiche di valutazione dei costi basate sulla spesa totale (TOTEX).

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

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

- con decorrenza luglio 2017 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 per i misuratori c.d. accessibili 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 (l'Autorità considera gli smart meter gas in ogni caso accessibili, indipendentemente dalla loro effettiva collocazione fisica).

Con decorrenza 2018 e con riferimento alle imprese di distribuzione con più di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2016, 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 nel corso dell'anno. 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 a carico dell'impresa di distribuzione pari a 4 € per ogni misuratore non sostituito, fino alla sostituzione del misuratore. Sono in corso approfondimenti con l'Autorità in merito alle modalità applicative di tali disposizioni e sulle relative criticità riscontrate dagli operatori, anche alla luce degli orientamenti rilevanti per il tema in esame espressi nel documento per la consultazione 570/2018/R/com.

Con medesima decorrenza e perimetro viene introdotto un 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.

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

Tariffe di riferimento per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 2018 e 2019

La Delibera 795/2017/R/gas ha fissato i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale relativi al 2018 applicabili agli utenti mentre la Delibera 757/2017/R/gas ha approvato i ricavi ammessi 2018 per i singoli operatori, tra cui Retragas S.p.A..

La Delibera 575/2017/R/gas aveva prorogato la validità dell'attuale regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale anche 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, e alle tempistiche di approvazione delle tariffe, rese coerenti con gli obblighi derivanti dal codice di rete europeo in materia di strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas (c.d. codice TAR).

Nel corso del primo semestre 2018 l'Autorità, con le Delibere 306 e 280/2018/R/gas, ha provveduto ad approvare sia i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, che i ricavi ammessi per i singoli operatori relativi al 2019.

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 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. Gli investimenti in corso di Retragas S.p.A. non rientrano in tale meccanismo.

E' in corso il processo di consultazione per definire il quadro regolatorio applicabile per il V periodo regolatorio che decorrerà dal 2020.

Valore della RAB trasporto gas Retragas S.p.A. sottesa alle tariffe 2018 definitive <i>milioni di euro</i>	
RAB Trasporto Gas	40
RAB Misura Trasporto Gas	2
Totale	42

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 (c.d. 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 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. il 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, l'Autorità ha adottato la Delibera 905/2017/R/gas con cui ha razionalizzato la regolazione relativa ai propri compiti articolando le disposizioni in materia in 2 testi integrati. Le principali novità introdotte, di rilievo soprattutto per le Stazioni Appaltati, sono relative all'iter di valutazione del valore di rimborso e del bando di gara:

- relativamente alla valutazione del rimborso è previsto un Regime semplificato d'ambito ex Legge Concorrenza 2017 a cui potranno accedere gli ambiti per cui (i) l'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 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%;
- relativamente al bando è stato introdotto un iter semplificato che prevede (almeno 60 giorni prima della scadenza del termine previsto per la sua pubblicazione) l'invio all'Autorità da parte delle Stazioni Appaltati 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 infondati i motivi relativi al mancato rispetto di quanto sancito dalla libera volontà delle parti, ai criteri di definizione dei prezzari, 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 quelle nazionali sulla definizione del valore di rimborso da riconoscere all'utente 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, prima prevista per il 20 dicembre 2018, è stata posticipata al 20 giugno 2019 con Decreto del Presidente del TAR pubblicato il 19 novembre 2018.

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

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, tra cui Milano 1 - Città e Impianto di Milano (Gazzetta Ufficiale UE del 26 dicembre 2015).

L’importo contrattuale per l’intero periodo di affidamento 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, dopo varie proroghe, era stata fissata per il 16 gennaio 2017. Nel rispetto di tale scadenza hanno depositato la propria offerta Unareti S.p.A. e 2i Reti Gas S.p.A. che gestiva un’unica località dell’ATEM (Cinisello Balsamo pari a circa il 4% dei PDR a gara). In data 5 settembre 2018, al termine di tutte le fasi procedurali e valutative di gara, il Comune di Milano ha aggiudicato la gara ad Unareti S.p.A. con un punteggio complessivo di 98,12 punti su 100.

Ad inizio ottobre 2i Reti Gas ha presentato ricorso innanzi al TAR Lombardia contro il suddetto esito di gara. L’udienza di merito è stata riunita alla trattazione del ricorso presentato da Unareti S.p.A. contro gli atti di gara della Stazione Appaltante (per dettagli si rimanda al paragrafo precedente), che, pertanto, si terrà nella medesima data fissata il 20 giugno 2019.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell’energia elettrica definitive 2017 e provvisorie 2018

Con le Delibere 150/2018/R/eel e 174/2018/R/eel l’Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2017 per l’attività di distribuzione e misura dell’energia elettrica, mentre con le Delibere 175/2018/R/eel e 176/2018/R/eel ha approvato quelle provvisorie 2018. In particolare le tariffe definitive 2017 considerano gli investimenti fino al 2016, compresi quelli relativi all’attività di commercializzazione, le dismissioni 2016 e i contributi 2016, mentre quelle provvisorie 2018 sono calcolate considerando gli investimenti 2017 a pre-consuntivo.

Le tariffe 2017 sono state determinate utilizzando un WACC pari al 5,6% (Delibera 583/2015/R/com-TIWACC) e sulla base della regolazione tariffaria di cui alla Delibera 654/2015/R/eel (TIT 2016 – 2019).

Con Delibera 639/2018/R/com l’Autorità ha approvato l’aggiornamento del WACC per il periodo 2019-2021 che viene fissato pari al 5,9% per l’attività di distribuzione e misura dell’energia elettrica.

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. Similmente, con Delibere 671/2018/R/eel e 673/2018/R/eel sono state definite le tariffe obbligatorie 2019.

Valore della RAB EE sottesa alle tariffe provvisorie 2018 milioni di euro ^(*)	Unareti	LD Reti	Reti Valtellina Valchiavenna	Totale
RAB Distribuzione	520	31	13	564
RAB Misura	67	13	2	82
Totale	587	44	15	646

(*) Stima delle società.

Si specifica che le tariffe 2017 e 2018 e le grandezze sottostanti sono state influenzate dalla cessione ad e-distribuzione S.p.A. degli asset di rete relativi ad alcuni sconfinamenti della rete della città di Milano in alcuni comuni limitrofi.

Inoltre, con Delibera 212/2018/R/eel l’Autorità ha riconosciuto l’ammissibilità all’incentivazione per alcuni investimenti effettuati negli anni 2012 e 2013 e relativi a (i) rifacimento di reti MT in centri storici (extra WACC di 1,5% per 8 anni) e (ii) sostituzione dei trasformatori di cabina secondaria esistenti con nuovi a bassissime perdite (extra WACC di 1,5% per 12 anni). Per tali investimenti la CSEA ha provveduto a versare l’incentivazione pregressa (tariffe 2014-2017) nel mese di maggio 2018, mentre per il futuro l’incentivazione sarà inclusa direttamente nelle tariffe di riferimento.

Da ultimo, la Delibera 237/2018/R/eel ha definito i criteri di riconoscimento dei costi relativi ai servizi di distribuzione e di misura dell’energia elettrica fino a 25.000 POD (in tal caso le tariffe per l’attività di distribuzione saranno calcolate tramite un metodo parametrico in base al quale gli *opex* ed i *capex*

riconosciuti saranno fissati tenendo conto di alcune grandezze rilevanti quali l'energia distribuita e la densità dell'utenza (*opex*) e, insieme alle precedenti, la vetustà delle reti (*capex*), mentre quelle per l'attività di misura terranno conto di un profilo convenzionale di installazione dei misuratori elettronici BT e di un loro costo medio). Il passaggio a questo metodo avverrà in via graduale nel periodo 2018–2023. Attualmente, in esito alla delibera appena citata, è in corso una specifica raccolta dati per poter avviare il nuovo meccanismo tariffario. La stessa Delibera ha previsto che per i distributori che servono almeno 25.000 POD e fino a 100.000 POD si applichi il regime individuale e, a seguito di ciò, con Delibere 318/2018/R/eel e 497/2018/R/eel l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento per gli anni 2016 e 2017 relative a tali operatori.

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 tavoli di lavoro tra distributori, l'Autorità e Terna.

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, mentre l'art. 134 introduce i piani per l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste nelle aree urbane al fine di sostenere eventuali aumenti della contemporaneità d'uso della potenza a seguito della modifica della tariffa domestica. Unareti S.p.A. ha aderito a questa opportunità e ha predisposto alcune analisi inerenti il contesto geografico in cui opera, condivise con l'Autorità, unitamente ad una proposta di piano di sostituzione delle colonne montanti.

Il DCO 331/2018/R/eel illustra gli orientamenti in merito al quadro regolatorio applicabile ai piani di bonifica delle colonne montanti vetuste nei condomini e riprende molte delle osservazioni avanzate dagli operatori, tra cui il riconoscimento in tariffa degli oneri di ripristino delle opere edili necessarie, valorizzate a costi standard e l'introduzione di una penalizzazione per i condomini che non hanno permesso le opere di bonifica, consistente nell'esclusione da particolari tipi di indennizzi.

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.

A seguito dei disservizi causati dal maltempo che nel 2017 hanno interessato il Centro Italia, la Delibera 127/2017/R/eel ha introdotto delle modifiche alla regolazione della qualità, rendendola più rigida nei confronti degli operatori:

- eliminazione del tetto massimo ai rimborsi in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione; l'indennizzo continuerà 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 si passa da un massimo di 300 euro di indennizzo a 1.800 euro);
- in caso di interruzioni causate da forza maggiore, dopo le 72 ore di sospensione e fino ad un massimo di 240 ore, l'indennizzo sarà 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).

A marzo 2018 Unareti S.p.A. ha inviato i dati relativi alla continuità del servizio registrati nel 2017 e necessari ai fini del calcolo dei premi/penalità nell'ambito della regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. In base alle prime stime, è ipotizzabile una penale di circa 0,9 milioni di euro.

Piani di Resilienza per la rete elettrica

Il TIQE 2016-2023 contiene anche iniziative volte ad aumentare la resilienza del sistema elettrico: nello specifico, il Titolo 10 è stato oggetto di significative integrazioni volte a definire l'ambito di applicazione degli obblighi in materia di resilienza, i contenuti e le tempistiche di realizzazione del piano di interventi e idonei meccanismi di incentivazione.

Con la Determina 2/2017 DIEU l'Autorità ha, in primo luogo, approvato le "Linee guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico – parte prima". Tale

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

documento, emanato anche in conseguenza delle evidenze emerse da uno specifico tavolo tecnico congiunto (Terna, CEI, RSE, distributori con più di 50.000 POD, tra cui Unareti S.p.A.), illustra 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.

L'Autorità ha successivamente effettuato una consultazione specifica in materia di resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione (DCO 645/2017/R/eel) e sul tema è intervenuto anche il MiSE con un proprio documento di indirizzo in materia di prevenzione e gestione degli eventi meteo avversi che richiedeva ai concessionari del servizio di distribuzione elettrica l'integrazione dei propri piani di sviluppo con un'apposita sezione, molto analitica e soggetta a monitoraggio, dedicata agli interventi per l'incremento della resilienza e la robustezza della rete.

A seguito di ciò la Delibera 31/2018/R/eel: i) introduce l'obbligo per tutte le principali imprese distributrici⁽²⁾ di predisporre, e comunicare periodicamente all'Autorità, piani per la resilienza almeno triennali e coordinati con Terna o con il distributore di riferimento e/o sottese; ii) prevede un unico meccanismo incentivante di tipo reputazionale costituito dall'obbligo di pubblicare sul sito internet entro il 30 giugno di ciascun anno il piano per la resilienza.

Ad integrazione la Delibera 668/2018/R/eel ha definito un'incentivazione economica di tipo premi/penali per gli interventi di incremento della resilienza basata su:

- a) specifici criteri finalizzati a identificare quali interventi possano essere considerati eleggibili al meccanismo incentivante;
- b) un metodo di calcolo di premi e penali dimensionati rispettivamente ad una quota percentuale del beneficio netto del singolo intervento effettuato nelle tempistiche stabilite e del valore attuale netto dei costi consuntivati in base all'ampiezza del ritardo.

Si segnala che al momento, gli obblighi di sviluppo dei piani per la resilienza sono riferibili al solo aspetto della tenuta delle reti di distribuzione alle sollecitazioni meccaniche (ossia a specifici fattori critici di rischio quali allagamenti, caduta alberi fuori fascia, manicotti di ghiaccio e ondate di calore), mentre per quello relativo alla tempestività del ripristino della fornitura si rimanda a successivi provvedimenti.

Unareti S.p.A. a fine giugno 2018 ha provveduto all'invio del proprio piano 2018-2020, di cui è previsto un aggiornamento alla luce delle novità regolatorie sopra esposte.

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

In attuazione del D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102, la Delibera 87/2016/R/eel 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 e le specifiche abilitanti della versione immediatamente disponibile dei misuratori dell'energia elettrica in BT (versione 2.0);
- b. i livelli attesi di *performance* dei relativi sistemi di *smart metering* di seconda generazione (sistemi di misurazione 2G).

L'Autorità, in collaborazione con AGCOM, valuterà l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate che consentano di definire funzionalità incrementalmente con riferimento ad aspetti di comunicazione e ad aspetti innovativi relativi al limitatore di potenza. Sul tema, le rispettive Autorità hanno condotto 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.

A valle di ciò è stato pubblicato il DCO 245/2018/R/eel contenente gli orientamenti in materia di sviluppo di ulteriori canali *chain 2* da affiancare a quello già previsto, oltre che relativamente alle possibili ulteriori funzionalità incrementalmente della versione 2.1 di questi strumenti (mantenimento in memoria dei dati di lettura rilevati al momento della rimozione, conservazione dei dati di lettura relativi al mese t-1 per un periodo di oltre 24 mesi, funzioni di *demand side response*, gestione di alcune grandezze

² Per le "principali imprese distributrici" si intendono quelle con: i) più di 300.000 utenti; ii) più di 100.000 utenti; iii) meno di 100.000 utenti direttamente connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale.

direttamente all'interno di misuratori 2G e non tramite i sistemi dei distributori/venditori). Infine, sono state elaborate le prime considerazioni in merito alle implementazioni delle offerte di tipo pre-pagato, rese possibili da tali strumenti.

Per quanto riguarda le modalità di riconoscimento dei costi sostenuti per la sostituzione degli *smart meter* 1G con misuratori 2G rispondenti alle caratteristiche definite dalla Delibera 87/2016/R/eel, la Delibera 646/2016/R/eel ha previsto quanto segue:

- 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;
- è stato 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;
- sono state individuate 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);
- è stata confermata la metodologia TOTEX - *Total Expenditure* per il riconoscimento dei costi, anche se limitata nella fase iniziale ai soli costi di capitale;
- sono stati definiti 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 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, potrebbe essere possibile anticipare/posticipare il piano di installazione per 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, Brescia, Roma, Torino) escluse dai vantaggi – anche commerciali – offerti dai 2G negli stessi tempi di altre aree del paese, anche meno urbanizzate, gestite dall'*incumbent* il cui piano di messa in servizio è già in corso.

Una prima stima di massima del potenziale piano di Unareti S.p.A. 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, la Delibera 646/2016/R/eel ha stabilito le modalità di riconoscimento degli investimenti in misuratori 1G per il 2017, poi estese con Delibere 882/2017/R/eel e 419/2018/R/eel anche al 2018 e 2019, limitando il costo unitario riconosciuto per questi anni al 105% del costo unitario dei misuratori 1G per l'anno 2015.

La Delibera 419/2018/R/eel ha, inoltre, 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". Nel dettaglio, il valore di investimento lordo massimo riconoscibile per misuratore 2G installato negli anni 2018 e 2019 è pari alla somma di:

- 125% della spesa unitaria media affrontata dall'impresa distributrice nel 2015 per l'approvvigionamento dei misuratori 1G di prima installazione,
- 105% dell'investimento lordo per misuratore 1G, al netto del costo medio per l'approvvigionamento dei misuratori installati, sostenuto nel medesimo anno 2015 (pertanto equivalente al costo di posa).

Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica ed esazione degli 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 il 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

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

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 prevedano 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. 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 e gli orientamenti sopra esposti.

L'Autorità ha appellato la sentenza ed è intervenuta transitoriamente con la Delibera 109/2017/R/eel riducendo la quantificazione delle garanzie ed avviando contestualmente 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.

Nelle more di una riforma legislativa della disciplina, la Delibera 50/2018/R/eel ha confermato quanto già previsto dalla Delibera 109/2017 introducendo un meccanismo di compensazione degli OGS versati ma non incassati da parte dei distributori. Nell'udienza di merito del 7 novembre 2018 il TAR Lombardia, respingendo il ricorso presentato da Codacons, ha confermato la vigenza di tale meccanismo.

Titoli di efficienza energetica e contributo tariffario riconosciuto ai distributori per l'obbligo

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati Bianchi (CB) sono titoli negoziabili rilasciati dal GSE 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 dalle *Energy Service Company* – ESCO). L'Autorità definisce le modalità di determinazione e di erogazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori soggetti agli obblighi tramite corrispettivo in bolletta.

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.

		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.
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.

Il DM MiSE 11 gennaio 2017 ha subito delle modifiche correttive con il DM 10 maggio 2018 che prevede, a partire dal 1° giugno 2018, la fissazione di un valore massimo di riconoscimento (cap) al contributo tariffario definitivo per ciascun anno d’obbligo pari a 250 €/CB. In aggiunta, è data la possibilità al GSE di emettere CB allo “scoperto”: dal 15 maggio al 31 maggio il GSE emette i CB ai soggetti obbligati che ne fanno richiesta ad un valore pari alla differenza tra 260 €/CB e il valore del contributo tariffario relativo all’anno d’obbligo, fino ad un delta massimo di 15 €.

I soggetti obbligati possono farne richiesta fino al raggiungimento dell’obbligo minimo, a condizione di essere già in possesso sul proprio conto proprietà di un ammontare di CB pari ad almeno il 30% dell’obbligo minimo. Per l’annullamento di tali CB, ai fini dell’adempimento dell’obbligo, non verrà riconosciuto il contributo tariffario.

I soggetti obbligati che acquistano i CB dal GSE possono riscattare tutta o parte della somma corrisposta per l’acquisto a fronte della consegna dei CB generati da progetti o comprati sul mercato. Il riscatto avviene a decorrere dai primi CB ed è possibile solo nel caso in cui il soggetto obbligato detenga un numero di CB eccedente l’obbligo minimo relativo all’anno d’obbligo in corso. Non è, invece, possibile effettuare il riscatto nello stesso anno d’obbligo in cui i CB sono stati emessi.

Ai CB annullati in sostituzione di quelli del GSE verrà corrisposto il contributo tariffario dell’anno in corso. La restituzione della somma corrisposta al GSE viene effettuata tramite un conguaglio sul contributo tariffario.

Per ciascun soggetto obbligato si conferma la possibilità di adempiere al 30 novembre di ciascun anno fino al 40% dell’obbligo dell’anno in corso e per il 75% delle eventuali quote residue degli anni d’obbligo precedenti. Il DM 10 maggio 2018 reintroduce la possibilità di compensare la quota d’obbligo residua nei due anni d’obbligo successivi.

Tra le altre novità si segnala l’obbligo per i soggetti iscritti al Registro dei CB di comunicare al GME le partecipazioni detenute nel capitale sociale di altri soggetti iscritti al Registro CB o al mercato CB. Le informazioni sono rese pubbliche dal GME sul proprio *website*.

Vengono, inoltre, modificate le seguenti definizioni:

- il consumo di baseline è il consumo di energia primaria del sistema tecnologico assunto come punto di riferimento ai fini del calcolo dei risparmi energetici addizionali per i quali sono riconosciuti i CB. Il consumo di baseline è pari al valore del consumo antecedente alla realizzazione del progetto di efficienza energetica. Nel caso di nuovi impianti, edifici o siti per i quali non esistono valori di consumi energetici antecedenti all’intervento, il consumo di baseline è pari al consumo di riferimento;
- i progetti che prevedano l’impiego di fonti rinnovabili per usi non elettrici sono ammessi esclusivamente in relazione alla loro capacità di incremento dell’efficienza energetica e di generare risparmi di energia non rinnovabile.

Con il nuovo DM vengono pubblicate le tipologie di intervento incentivabile con la modalità standardizzata e le relative schede contenenti le modalità di calcolo (tra cui l’installazione di LED per illuminazione anche stradale e le misure comportamentali) applicabili agli interventi con data di avvio della realizzazione successiva alla data di entrata in vigore del DM.

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 2018 ha annullato parte del residuo 2016 (101.219 CB con una quota rimanente da annullare al 31 maggio 2019 pari 92.739 su un obbligo 2016 pari a 484.895) nonché il 61% dell’obbligo 2017 (ossia 173.578 CB su 284.554 CB). A seguito dell’adempimento dell’obbligo, in data 27 settembre 2018 la società ha incassato da parte di CSEA un importo complessivamente pari a 85,6 milioni di euro.

Il contributo tariffario definitivo per l’anno d’obbligo 2017 (1° giugno 2017 – 31 maggio 2018) è stato pari a 311,45 €/CB a fronte di un valore fissato in sede di preventivo di 170,29 €/CB e di un valore medio ponderato dei prezzi registrati sul mercato organizzato del GME pari a 313,45 €/TEE.

Gli obblighi di efficienza energetica attribuiti ad Unareti per l’anno 2018 (1 giugno 2018 -31 maggio 2019) ammontano a 293.839 TEE. Per l’anno 2018 il contributo tariffario di riferimento è stato fissato pari a 250,54 €/CB. Al 30 novembre 2018, Unareti ha annullato 78.300 TEE (pari a circa il 26% dell’obbligo 2018), incassando da parte di CSEA 13,7 milioni di euro (a fronte di un contributo tariffario in acconto di 175 €/TEE, definito nella Delibera 487/2018/R/EFER).

Lettera agli Azionisti

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
Mercato

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

Con Determina 1/2019 l'Autorità ha trasmesso al MiSE e al GSE i quantitativi di CB in capo a ciascun distributore soggetto agli obblighi per l'anno 2019, ai sensi del DM 11 gennaio 2017. Per Unareti S.p.A. si tratta di un totale di 322.008 CB.

Attività dell'Autorità nella regolazione e controllo del Servizio Idrico Integrato (SII)

Affidamento del SII nella provincia di Brescia e referendum consultivo

In esito alla consultazione referendaria del giugno 2011, è stata disposta l'abrogazione delle disposizioni legislative oggetto dei relativi quesiti, tra cui l'art. 23-bis del DL 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 DL 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 S.p.A., resteranno attivi fino alla scadenza naturale prevista per ciascuna di esse sulla base degli atti regolanti il rapporto con i singoli Comuni.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Ente di Governo dell'Ambito (EGA) di Brescia, anche in esecuzione delle innovazioni al D.Lgs. 152/2006 apportate dall'art. 7 del DL n. 133/14 e s.m.i., nella seduta del 17 settembre 2015 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.

Con Delibera n. 35 dell'ottobre 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*. La medesima delibera prevede, in una seconda fase, l'espletamento della gara per la scelta del socio privato per consentire il raggiungimento della gestione in forma di società mista pubblico-privata. 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).

E' in discussione presso la Commissione Ambiente della Camera la PdL sulla gestione dell'acqua pubblica AC 52 (Daga) - *Disposizioni in materia di gestione pubblica e partecipativa del ciclo integrale delle acque* i cui principali contenuti sono:

- decadenza di tutte le concessioni in essere e di tutte le forme di gestione del SII e loro trasformazione in aziende speciali o società di diritto pubblico entro 1 anno dalla data di entrata in vigore della legge;
- esclusione dell'Autorità dalla definizione della tariffa e dalla regolazione/controllo sul SII per riportare le competenze al MATTM;
- creazione di Fondi Pubblici per investimenti in infrastrutture idriche e di un Fondo per la ripubblicizzazione del SII;
- infrastrutture e tariffa pagati mediante il ricorso alla fiscalità generale e destinazione di risorse da altri ministeri;
- partecipazione dei cittadini alla gestione del SII attraverso strumenti appositi (maggiore trasparenza e maggiore attenzione alla qualità della risorsa).

Il 18 novembre 2018 si è svolto il referendum consultivo sulla gestione integralmente pubblica del SII in provincia di Brescia avvenuto a seguito dell'approvazione, da parte del Consiglio Provinciale, della proposta presentata dal Comitato per l'Acqua Pubblica da parte di 54 Comuni bresciani, rappresentanti almeno il 33% della popolazione residente nella provincia. Alla consultazione ha partecipato il 23% degli aventi diritto al voto con la vittoria dei "SI" con il 97% delle preferenze.

L'Assemblea dei Sindaci dovrà, comunque, approvare la decisione finale sul modello di gestione (misto o *in house providing*) del SII da implementare nella provincia di Brescia.

Aggiornamento delle tariffe 2018-2019 e controllo sulla realizzazione degli investimenti

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 relative al periodo 2007-2011 approvate dal Consiglio dell’EGA con Delibera 5 luglio 2016, n. 16 (e pari a circa 10 milioni di euro/anno spalmati su 5 anni). Contestualmente, la società sta applicando le tariffe approvate dall’Autorità con Delibera 807/2016/R/idr per il periodo 2016-2019.

La Delibera 918/2017/R/idr definisce le procedure per l’aggiornamento delle tariffe per il biennio 2018-2019 mediante i parametri di costo desumibili dai bilanci 2016 e 2017. Con medesima Delibera sono stati aggiornati i parametri del *Water Risk Premium* (da 1,5% a 1,7%), i tassi di inflazione per l’aggiornamento dei costi operativi, i deflatori degli investimenti fissi lordi e l’aliquota t_c per il calcolo degli oneri finanziari e fiscali. La componente a copertura degli oneri finanziari e fiscali si attesta, pertanto, al 5,33%.

Le società del Gruppo A2A hanno trasmesso nel mese di giugno 2018 le informazioni propedeutiche alla determinazione delle tariffe per il biennio 2018-2019 all’EGA di Brescia, che sta effettuando le opportune valutazioni. Gli elementi a disposizione paiono confermare gli incrementi tariffari già approvati dall’Autorità, con una ridefinizione dei conguagli spettanti post 2019. L’approvazione definitiva è prevista entro il primo semestre 2019.

Con il DCO 573/2018/R/idr sono stati illustrati i criteri per il controllo sulla realizzazione degli investimenti programmati nel SII alla base degli incrementi tariffari già approvati e in fase di approvazione, al fine di assicurare la corretta applicazione della regolazione, nonché di individuare possibili profili di responsabilità legati alla mancata attuazione degli interventi infrastrutturali previsti.

Le proposte coinvolgono i due periodi regolatori MTI 2014-2015 e MTI2 2016-2019. La prima verifica è relativa al MTI 2014-2015 e la conclusione del procedimento è attesa entro il 30 aprile 2019.

Revisione dell’articolazione tariffaria

Allo scopo di armonizzare l’articolazione tariffaria applicata agli utenti finali su tutto il territorio nazionale, la Delibera 665/2017/R/idr ha approvato il Testo Integrato dei Corrispettivi del Servizio Idrico (TCSI) entrato in vigore il 1° gennaio 2018.

Il TICS I introduce il concetto di “tariffa pro-capite standard” e prevede:

- la distinzione tra utenti domestici residenti e non residenti, condominiali e non domestici;
- l’applicazione agli utenti domestici residenti di una 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 trinomica (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;
- la valutazione degli effetti della nuova articolazione tariffaria sui ricavi del gestore, prevedendo due verifiche, una ex ante e una ex post.

L’articolazione tariffaria è adottata dagli EGA sulla base delle informazioni e dei dati forniti dai gestori e deve essere trasmessa all’Autorità entro il 30 giugno 2018. Almeno nell’ultimo ciclo di fatturazione dell’annualità 2018 il gestore deve emettere fatture sulla base della nuova articolazione approvata dall’EGA.

La Delibera 636/2018/R/idr ha avviato un procedimento per il monitoraggio sull’applicazione dei criteri di articolazione tariffaria disposti dal TICS I al fine di:

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

a) svolgere un'indagine conoscitiva in merito alle nuove strutture tariffarie applicate dai gestori, focalizzando l'analisi in particolare:

- sulle modalità di recepimento - per la determinazione della quota variabile del servizio di acquedotto - del criterio pro capite, in funzione del numero di componenti dell'utenza domestica;
- sull'ampiezza delle fasce di consumo definite dagli EGA nonché sulle tariffe unitarie alle medesime associate, soffermandosi in particolare - con riferimento all'utenza domestica residente - sul corrispettivo applicato alla fascia di consumo agevolato commisurato al quantitativo di acqua necessario a soddisfare i bisogni fondamentali;
- sui corrispettivi per il servizio di collettamento e depurazione applicati alle utenze non domestiche autorizzate allo scarico dei propri reflui industriali in pubblica fognatura.

b) verificare la corretta applicazione dei criteri e delle procedure del TICS, incluso il rispetto dei vincoli tesi a garantire la sostenibilità sociale dei corrispettivi praticati in attuazione della riforma.

Bonus sociale idrico

La Delibera 897/2017/R/idr 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 disposto dal DPCM 13 ottobre 2016). All'agevolazione potranno accedere i nuclei familiari residenti con 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) congiuntamente alla domanda per il bonus elettrico e/o gas e permetterà di usufruire di uno sconto in bolletta pari al costo di 18,25 mc/a per ciascun componente il nucleo familiare. Lo sconto sarà 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 individuale, riceverà il bonus sociale in un'unica soluzione dal gestore con le modalità individuate da quest'ultimo. Potranno automaticamente usufruire del bonus sociale 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.

Regolazione della qualità tecnica

La Delibera 917/2017/R/idr, in coerenza con gli altri servizi regolati, ha introdotto nel SII norme volte a regolare la qualità tecnica, prevedendo un approccio graduale a partire dal 1° gennaio 2018 volto ad uniformare il livello nazionale del servizio attraverso appositi meccanismi di incentivazione differenziati in funzione dello scostamento tra situazione attuale e *target* futuro con l'obiettivo di promuovere gli investimenti e anche prioritizzarli in funzione degli *output* attesi.

L'incentivazione al miglioramento della qualità tecnica prevede un meccanismo premi-penalità e una valutazione multistadio delle *performance* che sarà attivato nel 2020 con riferimento alle *performance* 2018 e 2019. Per potervi accedere i gestori dovranno possedere determinati requisiti di *compliance* normativa da un lato e di disponibilità dei dati dall'altro.

La Delibera ha fissato 6 indicatori specifici per le fasi del SII:

- acquedotto: perdite idriche, interruzioni del servizio e qualità dell'acqua erogata;
- fognatura: adeguatezza del sistema fognario;
- depurazione: smaltimento dei fanghi in discarica e qualità dell'acqua depurata.

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.

Cambia anche la relazione tra gestore e utente con l'obbligo per il gestore, in caso di mancato rispetto degli standard specifici, di corrispondere all'utente un indennizzo automatico anche più di una volta all'anno (max 2) e di corrisponderlo anche agli utenti indiretti (es. utenze condominiali sottese ad un unico contratto).

Completano la regolazione della qualità tecnica gli obblighi di monitoraggio, registrazione e comunicazione sia verso l'Autorità, sia verso l'utente.

Per A2A Ciclo Idrico S.p.A. e per ASVT S.p.A. il Piano degli interventi relativo agli anni 2018 e 2019 e sotteso alle tariffe approvate con delibera 807/2016/R/idr è stato aggiornato ed integrato con gli investimenti necessari a perseguire gli sfidanti obiettivi di qualità tecnica previsti dalla Delibera 917/2017/R/idr. Gli investimenti nel biennio ammontano complessivamente a circa 118 milioni di euro, destinati, in ordine di priorità, oltre alla risoluzione delle infrazioni europee nel settore fognario e della depurazione, alla riduzione delle perdite di rete (entrambe le società si collocano nella classe C) ed al miglioramento della qualità dell'acqua erogata.

Risoluzione alternativa delle controversie

La Delibera 55/2018/E/idr ha definito la disciplina transitoria in vigore dal 1° luglio 2018 sino al 30 giugno 2019 per l'estensione al SII del sistema di tutele per i consumatori e per la risoluzione extra-giudiziale delle controversie già attive nei settori dell'energia elettrica e del gas (Delibera 209/2016/e/ con o Testo Integrato Conciliazione – TICO).

E' previsto che dal 1° luglio 2018 il tentativo di conciliazione per le controversie insorte tra un utente idrico e il suo gestore sia volontario ed esperibile - anche attraverso il Servizio Conciliazione dell'Autorità - sia per le tematiche relative agli aspetti regolati dall'Autorità sia per tutte le altre tematiche d'interesse per l'utente del SII con l'esclusione di quelle non rientranti nell'ambito di applicazione del TICO e di quelle attinenti alla qualità dell'acqua.

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. Nonostante l'emanazione di due DCO (603/2017/R/idr e 80/2018/R/idr) il procedimento non si è ancora concluso.

Legge di Bilancio 2018: Piano nazionale di interventi nel settore idrico

L'art 1, comma 516, della Legge 205/2017 dispone che, ai fini della programmazione e realizzazione degli interventi necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e per promuovere il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche, con apposito DPCM sia adottato il "Piano nazionale di interventi nel settore idrico", articolato in due sezioni: sezione «acquedotti» e sezione «invasi», per la realizzazione dei seguenti obiettivi prioritari:

- a) raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica;
- b) recupero e ampliamento della tenuta e del trasporto della risorsa idrica, anche con riferimento alla capacità di invaso;
- c) diffusione di strumenti mirati al risparmio di acqua negli usi agricoli, industriali e civili.

Gli interventi contenuti nel Piano nazionale e segnalati dagli EGA sono finanziati con risorse pubbliche.

Con la Relazione 268/2018/R/idr l'Autorità ha redatto un primo elenco degli interventi necessari e urgenti. Per il Gruppo A2A l'elenco riporta la realizzazione della rete, ad oggi completamente assente, di acquedotto, fognatura e depurazione nel Comune di Calvisano gestito da A2A Ciclo Idrico S.p.A., a cui è destinato un finanziamento di circa 22 milioni di euro. I finanziamenti saranno erogati solo a seguito dell'apposito DPCM. L'investimento complessivo (21,8 milioni di euro solo per acquedotto a cui si sommano 23,5 milioni di euro per fognatura/depurazione) si svilupperà nel prossimo periodo regolatorio 2020-2023.

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

Attività dell'Autorità nella regolazione e controllo del settore del teleriscaldamento/ teleraffrescamento (telecalore)

Il D.Lgs. n. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica ha attribuito agli articoli 9, 10 e 16 specifici poteri di regolazione e controllo all'Autorità anche nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento (o anche telecalore) seppure solo su aspetti specifici non trattandosi di una regolazione del tipo *RAB based* come vigente per gli altri servizi a rete.

Le attribuzioni riguardano infatti, la predisposizione di provvedimenti su allacciamento e disconnessione dalle reti, qualità commerciale e tecnica del servizio, modalità con cui i gestori rendono pubblici i prezzi della fornitura del calore e fatturazione dei consumi.

All'Autorità è affidato 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.

Dopo un primo provvedimento (Delibera 282/2017/R/tlr) in materia di sub-fatturazione, l'Autorità ha definito con la Delibera 24/2018/R/tlr (TUAR) e s.m. i criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento e le modalità per l'esercizio da parte dell'utente del diritto di recesso.

Gli esercenti possono determinare liberamente i corrispettivi di allacciamento nel rispetto di un vincolo di coerenza tra i costi e i ricavi (in attesa della conclusione del procedimento avviato con Delibera 111/2017/R/tlr in materia di separazione contabile e amministrativa nel servizio di telecalore, i criteri di attribuzione dei costi indiretti possono essere definiti autonomamente dagli esercenti). Contestualmente al preventivo di allacciamento sono introdotti specifici obblighi informativi nei confronti dei clienti circa le condizioni economiche vincolanti di erogazione del servizio, in modo da consentire una valutazione dell'economicità complessiva dello stesso e di assicurare la massima trasparenza sui contenuti e sui costi associati.

E' possibile per il cliente recedere dal contratto con un preavviso di 30 giorni, senza pagamento di alcun corrispettivo o penale richiedendo al gestore, in alternativa, la disattivazione della fornitura oppure lo scollegamento dalla rete; nel caso della disattivazione è prevista esclusivamente la sospensione della fornitura mentre nel caso di scollegamento l'esercente è tenuto a rimuovere il contatore di energia termica ed eventuali altre parti dell'impianto. Sono, infine, previsti per gli operatori specifici obblighi di rendicontazione nei confronti dell'Autorità al fine di consentire il monitoraggio del settore e il rispetto della regolazione.

Con la Delibera 277/2018/R/tlr l'Autorità, a seguito delle criticità evidenziate dagli operatori, ha differito il termine di entrata in vigore del TUAR dal 1° giugno 2018 al 1° ottobre 2018 con termine del periodo regolatorio al 31 dicembre 2021.

La Delibera 661/2018/R/tlr ha definito la regolazione della qualità commerciale del servizio di teleriscaldamento (RQCT) per il periodo 1° luglio 2019 – 31 dicembre 2021. Il perimetro di applicazione della disciplina nei confronti dei clienti finali è funzione della dimensione degli esercenti determinata in base alla potenza contrattuale complessiva dei clienti serviti: micro esercenti fino a 6 MW di potenza contrattuale complessiva, esercenti di medie dimensioni oltre 6 MW e fino a 50 MW ed esercenti di maggiori dimensioni oltre 50 MW.

Le prestazioni soggette alla qualità commerciale comprendono: i preventivi, l'esecuzione di lavori, le attivazioni, la gestione dei reclami, oltre al pronto intervento.

Sono previsti indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici per cause imputabili all'esercente, il cui valore è commisurato alla potenza contrattualmente impegnata dell'utente, al fine di considerare la dimensione dell'utente interessato dalla violazione. Per le utenze con potenza contrattualmente impegnata fino a 50 kW (utenze monofamiliari e condomini piccoli) l'indennizzo è pari a 30 euro. Per le utenze con potenza contrattualmente impegnata superiore a 50 kW e fino a 350 kW l'indennizzo è pari a 70 euro.

Con la Delibera 574/201/R/tlr è stata approvata la disciplina inerente gli "Obblighi informativi per i soggetti operanti nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento (OITLR)", prevedendo al contempo l'abrogazione delle precedenti delibere 339/2015/R/tlr e 23/2018/R/tlr in un'ottica di razionalizzazione delle disposizioni in merito agli obblighi previsti in capo agli operatori.

Il DCO 637/2018/R/tlr illustra le proposte dell'Autorità in materia di obblighi minimi per la trasparenza dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento, finalizzate sia alla promozione della concor-

renza nel mercato dei servizi di climatizzazione, sia alla tutela degli utenti del servizio. Nel primo semestre 2019 è previsto un ulteriore DCO allo scopo di finalizzare il provvedimento finale nel mese di giugno 2019.

Con il DCO 691/2018/R/tlr sono presentati i primi orientamenti in materia di qualità tecnica del servizio di teleriscaldamento, con riferimento alla sicurezza e alla continuità del servizio, nonché alle prestazioni energetiche ed ambientali. Tale consultazione si appoggia su una raccolta dati avviata dall'Autorità con riferimento alle reti gestite nel 2017 e alle principali attività e procedure attualmente adottate dagli operatori per assicurare la sicurezza e la continuità del servizio.

Stante l'assenza di una leva tariffaria, a differenza di altri settori regolati, il quadro legislativo non consente di applicare, ad oggi, meccanismi di incentivazione economica del tipo premi-penalità, l'Autorità è, pertanto, orientata ad utilizzare nel primo periodo regolatorio esclusivamente obblighi di servizio, standard (specifici o generali) e meccanismi reputazionali (pubblicazione delle *performance* degli operatori). Nel primo semestre 2019 è previsto un ulteriore DCO allo scopo di finalizzare il provvedimento finale nel mese di luglio 2019.

Nuovi incentivi allo sviluppo di reti di teleriscaldamento

L'articolo 19-decies della Legge 4 dicembre 2017, n. 172, introduce una nuova fattispecie di intervento impiantistico su unità di cogenerazione volto a premiare tramite il riconoscimento di CB l'estensione di reti di teleriscaldamento nell'ambito di sistemi di "teleriscaldamento efficiente". Lo schema di incentivazione cui la norma fa riferimento (e che 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/CB (c.d. DM CAR).

L'articolo 19-decies della Legge definisce 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.

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 DM modificativo del DM CAR che il MiSE avrebbe dovuto adottare entro 90 giorni dall'entrata in vigore della Legge (90 giorni dal 4 dicembre 2017).

Ricadute del contenzioso relativo alla Delibera ARG/gas 89/10 sui contratti di fornitura del calore

La risoluzione del contenzioso relativo all'introduzione di un coefficiente riduttivo k alla componente indicizzata della QE (materia prima gas) per gli anni termici 2010-11 e 2011-12 di cui alla Delibera ARG/gas 89/10 (cfr. paragrafo dedicato nella sezione *Business Unit* Generazione e *Trading*) ha prodotto effetti anche sui contratti di fornitura del calore ai clienti finali, i cui prezzi erano indicizzati all'andamento dei valori delle condizioni economiche di riferimento per il servizio di tutela gas.

Le attività di conguaglio effettuate da A2A Calore & Servizi S.r.l. nei confronti dei soli clienti ancora attivi e con la previsione di forme di rateizzazione hanno consentito di recuperare complessivamente circa 1,8 milioni di euro.

Credito di imposta riconosciuto al calore prodotto dalla parte biodegradabile dei rifiuti

Lo strumento del credito di imposta per il teleriscaldamento è stato introdotto dalla Legge 448 del 1998 (Finanziaria 1999) a favore degli utenti finali allacciati a reti alimentate da biomassa nei comuni ricadenti nelle zone climatiche E ed F. Il meccanismo è stato successivamente reso permanente con la Legge Finanziaria 2009.

Dal 2014 l'entità del beneficio è pari a 21,94 €/MWh di calore «da traslare sul prezzo di cessione all'utente finale»: il fornitore di calore, soggetto responsabile dell'applicazione del credito di imposta sulle fatture di fornitura, diviene creditore nei confronti dell'erario.

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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

A fine 2016 A2A Calore & Servizi S.r.l. ha iniziato un'interlocuzione con l'Agenzia delle Entrate (AdE) finalizzata a verificare l'applicabilità del credito alla sola quota di produzione di calore derivante dalla termovalorizzazione di rifiuti solidi urbani ed industriali classificabili come biomassa. L'art. 2 del D.Lgs 387/2003 riprende, infatti, la direttiva 2001/77/CE stabilendo che *"[...] per biomassa si intende la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani"*.

In data 9 maggio 2017 A2A Calore & Servizi ha presentato un interpello all'AdE e in copia al MiSE, relativamente al sistema di teleriscaldamento di Brescia, sulla correttezza della determinazione del suddetto credito di imposta in proporzione al quantitativo di energia termica prodotta a partire da biomasse presenti nei rifiuti solidi urbani ed industriali, così come determinabile impiegando la normativa tecnica di riferimento (UNI/TS 11597 del 2015).

In data 24 aprile 2018 l'AdE ha dichiarato ammissibile l'interpello della società la quale, con decorrenza 1° ottobre 2018, ha provveduto a scontare dall'importo della bolletta il credito d'imposta in misura proporzionale al calore rinnovabile che alimenta la rete a cui i clienti sono allacciati.

Business Unit Estero

La *Business Unit* Estero comprende le attività svolte dal Gruppo relativamente alla gestione delle partecipazioni detenute da A2A in società estere, unitamente al presidio delle attività di sviluppo internazionale.

Pertanto, la *Business Unit* analizza e seleziona le opportunità di mercato, tali da permettere la fornitura di *know how* e sistemi tecnologici derivanti dai *core business* A2A; particolare *focus* è rivolto alla realizzazione di impianti di trattamento rifiuti ad alta tecnologia.

Nel corso dell'esercizio 2018, è stata avviata una commessa in Spagna per la progettazione, fornitura, realizzazione e avviamento, in qualità di fornitore sub nominato, di un impianto di trattamento rifiuti da 150.000 t/a di RSU.

Si sono svolte inoltre attività propedeutiche e necessarie alla partecipazione ad altri bandi di gara internazionali.

Lettera agli Azionisti
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 Mercato
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





4

Risultati consolidati
e andamento
della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Il perimetro di consolidamento al 31 dicembre 2018 è variato rispetto al precedente esercizio per effetto delle seguenti operazioni:

- consolidamento integrale del Gruppo ACSM-AGAM a partire dal 1° luglio 2018;
- consolidamento integrale di un gruppo di società proprietarie di 5 impianti fotovoltaici in Italia tramite A2A Rinnovabili S.p.A. e della società Fair Renew S.r.l. (detenuta al 60%), costituita a luglio 2018;
- consolidamento integrale di A2A Integrambiente S.r.l., partecipata al 74% da A2A Ambiente S.p.A., al 25% da Amsa S.p.A. e all'1% da Aprica S.p.A., al fine di fornire servizi di igiene ambientale;
- consolidamento integrale della NewCo A2Abroad S.p.A., costituita a dicembre 2018;
- cessione delle partecipazioni in Rudnik Uglja ad Pljevlja (precedentemente consolidata secondo il metodo del Patrimonio netto) e completamento del processo di liquidazione delle società Vespia S.r.l. ed Ecofert S.r.l..

Inoltre i dati economici al 31 dicembre 2018 risultano non omogenei rispetto all'esercizio precedente per effetto delle seguenti contribuzioni:

- costituzione, nel mese di luglio 2017, della società A2A Rinnovabili S.p.A., che ha progressivamente acquisito nel corso dell'ultimo trimestre del 2017 un portafoglio di 13 società proprietarie di impianti fotovoltaici;
- deconsolidamento integrale della controllata montenegrina EPCG a partire dal 1° luglio 2017, i cui risultati al 31 dicembre 2017 sono esposti nella voce di bilancio "Risultati da attività destinate alla vendita";
- consolidamento integrale di LumEnergia S.p.A., in conseguenza dell'aumento al 92,7%, a partire dal mese di luglio 2017, della partecipazione detenuta dalla controllata A2A Energia S.p.A.;
- costituzione e consolidamento integrale, nel corso del secondo semestre 2017, del consorzio A2A Security S.c.p.a., della società A2A Energy Solutions S.r.l. e della società A2A IDRO4 S.r.l.;
- aumento della quota detenuta in Azienda Servizi Valtrompia S.p.A. e conseguente consolidamento integrale, a partire dal 1° marzo 2017.

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 31 dicembre 2018, confrontati con i dati del precedente esercizio.

<i>milioni di euro</i>	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017	Variazioni
Ricavi	6.494	5.796	698
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	6.271	5.590	681
- Altri ricavi operativi	223	206	17
Costi operativi	(4.598)	(3.962)	(636)
Costi per il personale	(665)	(635)	(30)
Margine Operativo Lordo	1.231	1.199	32
Ammortamenti e svalutazioni	(623)	(444)	(179)
Accantonamenti	(20)	(45)	25
Risultato Operativo Netto	588	710	(122)
Risultato da transazioni non ricorrenti	14	-	14
Oneri netti di gestione finanziaria	(116)	(139)	23
Quota di risultato di società consolidate ad equity	4	5	(1)
Risultato al lordo delle imposte	490	576	(86)
Oneri per imposte sui redditi	(157)	(192)	35
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	333	384	(51)
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	21	(85)	106
Risultato di pertinenza di terzi	(10)	(6)	(4)
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo	344	293	51

Nel 2018, i **Ricavi** del Gruppo A2A, sono risultati pari a 6.494 milioni di euro, in aumento del 12% rispetto all’anno precedente. L’aumento dei ricavi è prevalentemente riconducibile ai ricavi di vendita di energia elettrica e gas a seguito dei maggiori volumi venduti sui mercati all’ingrosso, all’incremento dei prezzi, alle maggiori vendite sul mercato libero, in particolare ai grandi clienti, nonché ai maggiori ricavi relativi ai Certificati Verdi. Il consolidamento integrale del nuovo Gruppo ACSM-AGAM ha contribuito per 187 milioni di euro sui ricavi del Gruppo del secondo semestre dell’anno.

Il **Margine Operativo Lordo** si è attestato a 1.231 milioni di euro, in aumento di 32 milioni di euro rispetto al 2017 (+2,7%). Il contributo derivante dal consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM a partire dal primo luglio 2018 è stato pari a 32 milioni di euro.

Al netto delle partite non ricorrenti (64 milioni di euro nel 2017; 39 milioni di euro nel 2018) e delle variazioni di perimetro riferite principalmente all’operazione ACSM-AGAM, il Margine Operativo Lordo è cresciuto di 33 milioni di euro (+3%).

Lettera agli Azionisti

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 2018

Evoluzione prevedibile della gestione

Proposta di destinazione del risultato dell’esercizio al 31 dicembre 2018 e distribuzione del dividendo

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

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

<i>milioni di euro</i>	31 12 2018	31 12 2017	Delta	Delta %
Generazione e <i>Trading</i>	370	356	14	3,9%
Mercato	206	216	(10)	(4,6%)
Ambiente	268	261	7	2,7%
Reti e Calore	410	391	19	4,9%
A2A Smart City	11	7	4	57,1%
Estero	-	(2)	2	n.s.
<i>Corporate</i>	(34)	(30)	(4)	13,3%
Totale	1.231	1.199	32	2,7%

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* è risultato pari a 370 milioni di euro, in incremento di 14 milioni di euro rispetto all’anno precedente, di cui 2 milioni di euro relativi al Gruppo ACSM-AGAM.

Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+11 milioni di euro nel 2018 e +3 milioni di euro nel 2017) e delle variazioni di perimetro, il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in crescita di 5 milioni di euro.

Al risultato positivo della *Business Unit* hanno contribuito la vendita di tutta la posizione lunga di Certificati Verdi unitamente alla registrazione nel mese di maggio del contributo dei CV di Ampezzo, l’incremento delle produzioni idroelettriche e termoelettriche a ciclo combinato, l’aumento del prezzo dell’energia elettrica (+14% del *PUN baseload*) e l’apporto delle società neo-acquisite operanti nel settore fotovoltaico.

Tali effetti positivi sono stati parzialmente riassorbiti dagli impatti negativi derivanti dal minor apporto del mercato dei servizi del dispacciamento nell’ultimo trimestre del 2018 rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente e dal peggioramento di alcune variabili dello scenario energetico (gas e CO2). Le elevate quotazioni del gas (+23% rispetto al 2017 del prezzo medio del gas al PSV) e l’aumento degli oneri ambientali (CO2), hanno infatti comportato una notevole diminuzione, rispetto all’esercizio precedente, degli *spread* su MGP in particolare degli impianti a ciclo combinato (*Clean spark spread peakload* in contrazione del 60% rispetto al 2017). Il portafoglio gas, inoltre ha registrato un significativo calo di marginalità a seguito dei maggiori costi di approvvigionamento.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Mercato si è attestato a 206 milioni di euro, dei quali 30 milioni di euro relativi a partite non ricorrenti (+51 milioni di euro nel 2017) e 7 milioni di euro per il consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

Al netto delle partite non ricorrenti e delle variazioni di perimetro, il Margine Operativo Lordo Ordinario della *Business Unit* è cresciuto di 5 milioni di euro (+3% rispetto all’anno precedente). Nell’esercizio in esame si è registrato un incremento del margine di contribuzione dei segmenti elettricità e gas di circa 19 milioni di euro, grazie all’aumento del numero di clienti *mass market* (circa 190 mila rispetto alla fine del 2017 al netto del contributo di ACSM-AGAM) e ai maggiori volumi di vendita elettricità e gas ai grandi clienti del mercato libero. La crescita del settore *energy retail* è stata solo in parte compensata dai maggiori costi, prevalentemente di *marketing* e comunicazione esterna, a supporto delle attività di acquisizione dei nuovi clienti.

All’aumento del Margine Operativo Lordo ha, inoltre, contribuito per circa 2 milioni di euro il settore *New Energy Solutions* grazie all’attività di ottimizzazione del portafoglio dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE).

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Ambiente è risultato pari a 268 milioni di euro (261 milioni di euro al 31 dicembre 2017), di cui 3 milioni di euro relativi al nuovo Gruppo ACSM-AGAM.

Al netto delle partite non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+10 milioni di euro nel 2017; -1 milione di euro nel 2018) e delle variazioni di perimetro, il Margine Operativo Lordo Ordinario della *Business Unit* risulta in crescita di 17 milioni di euro (+7%).

Hanno contribuito positivamente al risultato dell'anno sia la gestione degli impianti di termovalorizzazione, grazie ai maggiori ricavi da vendita di energia, alle maggiori quantità smaltite ed in particolare alla positiva dinamica dei prezzi di conferimento dei rifiuti assimilabili agli urbani, sia la gestione degli impianti di trattamento industriali (WTE di Filago e maggiori ricavi da conferimenti presso la discarica di lotti inertizzati di Corteolona). Tali effetti hanno più che compensato la minore marginalità registrata nel segmento della raccolta a seguito dei minori ricavi da carta da riciclo per la contrazione dei prezzi di vendita e dei maggiori oneri di smaltimento dei rifiuti raccolti (multi-materiali e ingombranti).

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore è risultato pari a 410 milioni di euro (391 milioni di euro al 31 dicembre 2017). Il consolidamento di ACSM-AGAM ha contribuito per 26 milioni di euro.

Al netto delle partite non ricorrenti (+4 milioni di euro nel 2017 e +3 milioni di euro nel 2018) e delle variazioni di perimetro, la *Business Unit* Reti e Calore registra un calo di 2 milioni di euro del Margine Operativo Lordo Ordinario (-1% rispetto all'anno precedente): gli effetti positivi derivanti dall'aumento dei ricavi ammessi per la distribuzione gas, dall'incremento delle tariffe del settore idrico deliberate dall'Autorità di regolazione e dalla maggiore marginalità registrata dal settore teleriscaldamento pur penalizzato dai crescenti costi della CO2, hanno compensato la riduzione dei ricavi ammessi per la distribuzione elettricità e delle altre tipologie di ricavo per la distribuzione gas.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Estero risulta nullo (negativo per 2 milioni di euro nell'anno precedente).

A2A Smart City ha registrato nel 2018 un Margine Operativo Lordo pari a 11 milioni di euro, in aumento di circa 4 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. L'incremento di marginalità è riconducibile prevalentemente ai progetti – avviati nel secondo semestre 2017 – di realizzazione di infrastrutture per la posa di cavi in fibra ottica soprattutto nel Comune di Brescia.

Gli **"Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni"** risultano complessivamente pari a 643 milioni di euro (489 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Gli **"Ammortamenti e svalutazioni"** risultano pari a 623 milioni di euro (444 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e registrano un incremento complessivo di 179 milioni di euro di cui 18 milioni di euro derivanti dal primo consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 91 milioni di euro (72 milioni di euro al 31 dicembre 2017). La voce rileva maggiori ammortamenti per 19 milioni di euro di cui 9 milioni di euro riferibili al primo consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM, 4 milioni di euro relativi agli effetti delle *Purchase Price Allocation* delle società operanti nel settore fotovoltaico acquisite nel corso del precedente esercizio nonché quelle acquisite nel corso del 2018, 3 milioni di euro relativi agli effetti delle *Purchase Price Allocation* del Gruppo ACSM-AGAM, 1 milione di euro relativo alla rete di distribuzione acqua e 2 milioni di euro all'implementazione di sistemi informativi.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 34 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017 e riguardano principalmente:

- maggiori ammortamenti, per 5 milioni di euro, conseguenti al cambio della vita utile degli *assets* relativi alla rete elettrica effettuato lo scorso esercizio;
- maggiori ammortamenti conseguenti il consolidamento delle società operanti nel settore fotovoltaico acquisite a partire dal secondo semestre 2017 per 7 milioni di euro;
- maggiori ammortamenti, per 9 milioni di euro, riferiti principalmente agli investimenti entrati in produzione successivamente al 31 dicembre 2017;
- maggiori ammortamenti, per 6 milioni di euro, riferiti al primo consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM;
- maggiori ammortamenti, per 3 milioni di euro, relativi all'implementazione del Nuovo *Data Center*.

Le svalutazioni dell'esercizio risultano pari a 160 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla svalutazione della centrale di Monfalcone ed alla svalutazione dell'avviamento relativo alla CGU "A2A Reti elettriche".

Gli **"Accantonamenti per rischi"** presentano un effetto netto negativo pari a 5 milioni di euro (positivo per 10 milioni di euro al 31 dicembre 2017) dovuto agli accantonamenti dell'esercizio per 44 milioni di euro, rettificati dalle eccedenze per 49 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere.

Lettera agli Azionisti
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
Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria
Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio
Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2018
Evoluzione prevedibile della gestione
Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2018 e distribuzione del dividendo
5 Analisi dei principali settori di attività
6 Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

Gli accantonamenti dell'esercizio hanno riguardato, per 8 milioni di euro l'accantonamento per canoni di derivazione d'acqua pubblica, per 8 milioni di euro accantonamenti relativi agli effetti dell'aggiornamento della perizia per la Centrale di Brindisi, per 7 milioni di euro accantonamenti per fondi cause legali e contenziosi del personale, per 2 milioni di euro accantonamenti a fondi fiscali, per 5 milioni di euro accantonamenti a fondi spese chiusura e post-chiusura su scariche, per 7 milioni di euro accantonamenti per altri contenziosi e per 7 milioni di euro accantonamenti derivanti dal primo consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

L'“Accantonamento per rischi su crediti” presenta un valore di 25 milioni di euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2017) determinato dall'accantonamento dell'esercizio.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il “**Risultato Operativo Netto**” risulta pari a 588 milioni di euro (710 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Il “**Risultato da transazioni non ricorrenti**” risulta pari a 14 milioni di euro (non presentava alcun valore al 31 dicembre 2017) e si riferisce per circa 6 milioni di euro al provento derivante dalla cessione della partecipazione detenuta nella società Rudnik Uglja ad Pljevlja e per 8 milioni di euro al risultato derivante dalle acquisizioni effettuate nel corso dell'esercizio delle società del Gruppo Rinnovabili.

Gli “**Oneri netti della gestione finanziaria**” sono risultati pari a 116 milioni di euro (139 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e presentano un decremento pari a 23 milioni di euro. Nel precedente esercizio gli oneri finanziari comprendevano per 17 milioni di euro, l'onere sostenuto dalla società A2A S.p.A. per il riacquisto parziale delle obbligazioni con scadenza 2019 e 2021.

La “**Quota di risultato di società consolidate ad equity**” risulta positiva per 4 milioni di euro (positiva per 5 milioni di euro al 31 dicembre 2017) ed è riconducibile principalmente alle valutazioni positive della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A. consolidata con il metodo del Patrimonio netto sino al 30 giugno 2018 e di altre partecipazioni minori.

Gli “**Oneri per imposte sui redditi**” nell'esercizio in esame sono risultati pari a 157 milioni di euro (192 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Il “**Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita**” risulta positivo e pari a 21 milioni di euro e recepisce per 16 milioni di euro l'incasso di dividendi dalla società partecipata EPCG e per 5 milioni di euro il provento di attualizzazione per adeguare il valore della partecipazione di EPCG al *fair value* conseguente la rinegoziazione dell'accordo con il Governo del Montenegro, e approvato dallo stesso in data 27 aprile 2018, che prevede l'esecuzione della *put option* esercitata da A2A S.p.A., in data 3 luglio 2017, in quattro *tranches* nel periodo compreso tra il 1° maggio 2018 e il 31 luglio 2019 con un'accelerazione rispetto ai termini previsti dallo *Shareholders' Agreement* del 29 agosto 2016 (i.e. 7 *tranches* dal 1° maggio 2018 al 1° maggio 2024).

Nel precedente esercizio tale posta presentava un valore negativo pari a 85 milioni di euro che si riferiva principalmente al risultato netto, inferiore al milione di euro e relativo ai primi sei mesi del 2017 di EPCG, oltre alla svalutazione per 60 milioni di euro e all'onere di attualizzazione per 26 milioni di euro per adeguare il valore della partecipazione al *fair value*.

Il “**Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo**”, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti, è risultato positivo e pari a 344 milioni di euro (positivo per 293 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Si segnala che rispetto alla chiusura del precedente esercizio, il perimetro di consolidamento è variato per le seguenti operazioni:

- consolidamento integrale del Gruppo ACSM-AGAM a partire dal 1° luglio 2018;
- A2A Rinnovabili, detenuta al 100% da A2A S.p.A., ha portato a termine nel corso del 2018 l'acquisizione di due portafogli fotovoltaici sul territorio italiano. Nello specifico, in data 28 febbraio 2018 ha acquisito 6 società proprietarie di 5 impianti fotovoltaici da IMPAX (AIFM) Limited – parte di Impax Asset Management Group p.l.c. ed in data 17 dicembre 2018 si è conclusa l'acquisizione del portafoglio italiano del Gruppo Talesun costituito da una *holding* e nove società di progetto. Inoltre, A2A Rinnovabili ha portato a termine, nel corso del 2018, la costituzione, in *partnership* con l'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano, di Fair Renew S.r.l., partecipata al 60% e la costituzione della società 758AM S.r.l., nella quale detiene una quota del 20%;
- costituzione e consolidamento integrale di A2A Integrambiente S.r.l., titolare del contratto di igiene urbana con Gelsia Ambiente S.r.l.;

- costituzione e consolidamento integrale di A2Abroad S.r.l. avvenuta a dicembre 2018;
- conclusione del processo di liquidazione delle società Vespia S.r.l. ed Ecofert S.r.l.;
- cessione della partecipazione pari al 39,49% in Rudnik Uglja ad Pljevlja, precedentemente consolidata secondo il metodo del Patrimonio netto.

Capitale immobilizzato netto

Il “Capitale immobilizzato netto”, è pari a 6.131 milioni di euro, in aumento di 351 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017.

Le variazioni intervenute sono di seguito dettagliate:

- le Immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 14 milioni di euro a seguito di:
 - primo consolidamento delle società acquisite nel 2018 che hanno comportato un incremento per 177 milioni di euro;
 - investimenti effettuati pari a 305 milioni di euro, essenzialmente nella *Business Unit* Reti e Calore per 124 milioni di euro, nella *Business Unit* Ambiente per 102 milioni di euro e nella *Business Unit* Generazione e *Trading* per 53 milioni di euro. Si evidenziano poi investimenti pari a circa 26 milioni di euro suddivisi tra *Business Unit Corporate*, Mercato e A2A Smart City;
 - altre variazioni in aumento per 24 milioni di euro, riconducibili principalmente agli effetti dell’ aggiornamento delle perizie di stima e dei tassi di attualizzazione utilizzati per le stime degli oneri futuri di smantellamento e ripristino;
 - diminuzione di 116 milioni di euro per svalutazioni dell’esercizio, a seguito dei risultati emersi in fase di *Impairment Test*;
 - diminuzione per 4 milioni di euro a seguito di smobilizzi avvenuti nell’esercizio al netto del relativo fondo ammortamento;
 - ammortamenti dell’esercizio per 372 milioni di euro.
- Le Immobilizzazioni immateriali mostrano una variazione in aumento di 439 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017 attribuibile a:
 - effetto dei primi consolidamenti avvenuti nel corso del 2018, che hanno comportato un incremento per 333 milioni di euro;
 - investimenti per 195 milioni di euro, effettuati essenzialmente nella *Business Unit* Reti e Calore per 151 milioni di euro, nella *Business Unit* Mercato per 16 milioni di euro, nella *Business Unit Corporate* per 21 milioni di euro ed ulteriori 7 milioni di euro suddivisi tra le *Business Unit* Ambiente e Generazione e *Trading*;
 - incremento netto di 49 milioni di euro per altre variazioni principalmente dovute: al completamento del processo di *Purchase Price Allocation* relativo al Gruppo ACSM-AGAM e all’acquisizione del portafoglio fotovoltaico da IMPAX (AIFM) Limited per 116 milioni di euro, alla riduzione dei certificati ambientali del portafoglio industriale per 71 milioni di euro, all’incremento per 8 milioni di euro derivante dall’acquisizione da parte di A2A Energia S.p.A. dei clienti del ramo “*Business Gas&Power*” dalla società X3 Energy S.p.A. ed ulteriori variazioni e cambi di categoria negativi per 5 milioni di euro;
 - decremento per 44 milioni di euro per svalutazioni riferito alla CGU “A2A Reti Elettriche” a seguito dell’*Impairment Test*;
 - smobilizzi al netto del fondo ammortamento per 3 milioni di euro;
 - decremento per ammortamenti dell’esercizio per 91 milioni di euro.
- Le Partecipazioni e le Altre attività finanziarie non correnti ammontano a 23 milioni di euro, in diminuzione di 48 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. La variazione è riconducibile principalmente alla riclassificazione, a conclusione dell’operazione di *partnership* industriale, della partecipazione in ACSM-AGAM S.p.A. per 44 milioni di euro, ora consolidata integralmente, nonché per 7 milioni di euro alla cessione della partecipazione detenuta in Rudnik Uglja ad Pljevlja. Si evidenziano, inoltre, 2 milioni di euro dovuti all’incasso di dividendi e 4 milioni di euro alla valutazione positiva delle partecipazioni. I primi consolidamenti 2018 hanno apportato 4 milioni di euro, nettati dalla

Lettera agli Azionisti

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 2018

Evoluzione prevedibile della gestione

Proposta di destinazione del risultato dell’esercizio al 31 dicembre 2018 e distribuzione del dividendo

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

riclassifica ad attività destinate alla vendita per 3 milioni di euro di due partecipazioni detenute da ACSM-AGAM.

- Le Altre passività nette non correnti ammontano a 122 milioni di euro e presentano un aumento netto di 5 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. La variazione è principalmente riconducibile agli effetti dei primi consolidamenti avvenuti nel corso del 2018 che sono pari a 3 milioni di euro.
- Le Attività per imposte anticipate ammontano a 264 milioni di euro (301 milioni di euro al 31 dicembre 2017) e, al netto della variazione negativa relativa all'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2018 per 15 milioni di euro, presentano un decremento pari a 22 milioni di euro.
- I Fondi rischi, oneri e passività per discariche registrano una variazione in aumento per 17 milioni di euro. Al netto dei primi consolidamenti 2018 che hanno apportato 4 milioni di euro, la movimentazione è principalmente dovuta a: accantonamenti netti per 8 milioni di euro nei fondi *decommissioning* relativi agli effetti dell'aggiornamento della perizia per la centrale di Brindisi, decremento netto di 12 milioni di euro del fondo per contenziosi fiscali, principalmente a seguito della conclusione positiva di contenziosi con la Regione Puglia in capo alla controllata A2A Ambiente. Si evidenziano, inoltre, utilizzi di periodo per 21 milioni di euro ed altre variazioni per 39 milioni di euro, principalmente dovute agli effetti dell'aggiornamento della perizia per le centrali di Piacenza e Cassano e aggiornamenti dei tassi di attualizzazione di cespiti non completamente ammortizzati che trovano contropartita alla voce "Immobilizzazioni materiali".
- I Benefici a dipendenti presentano una variazione in diminuzione di 5 milioni di euro che, al netto dei primi consolidamenti che hanno apportato 8 milioni di euro, si riferisce a: 18 milioni di euro di erogazioni nette dell'anno, decremento netto per 26 milioni di euro per versamenti di periodo ai fondi previdenziali ed accantonamenti dell'esercizio per 31 milioni di euro.

Capitale di funzionamento

Il "**Capitale di funzionamento**" ammonta a 302 milioni di euro in aumento di 67 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. Le variazioni sono di seguito dettagliate:

- le Rimanenze presentano un incremento di 40 milioni di euro dovuto principalmente all'aumento netto delle giacenze di olio combustibile e gas. Gli apporti dei primi consolidamenti sono pari a 5 milioni di euro.
- I Crediti commerciali si attestano a 1.781 milioni di euro, in aumento di 110 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. Le variazioni intervenute, al netto degli effetti dei primi consolidamenti per 69 milioni di euro, sono dovute principalmente all'incremento legato alla variazione di perimetro per 85 milioni di euro, bilanciato da un miglioramento nella gestione del portafoglio clienti per 44 milioni di euro.
- Le Altre attività correnti presentano un saldo pari a 313 milioni di euro, in aumento di 97 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. Al netto dell'effetto dei primi consolidamenti 2018 positivo per 57 milioni di euro, gli scostamenti sono relativi a: incremento per 67 milioni di euro legato all'aumento dei derivati su *commodity* dovuto sia alla variazione della valutazione a *fair value* al termine dell'esercizio in esame sia alla variazione delle quantità coperte; riduzione di 3 milioni di euro nei crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali e altre variazioni in diminuzione per 24 milioni di euro.
- I Debiti commerciali ammontano a 1.413 milioni di euro e presentano un incremento pari a 32 milioni di euro rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente. Le variazioni intervenute, al netto dei primi consolidamenti 2018, pari a 44 milioni di euro, evidenziano una riduzione di 12 milioni di euro.
- Le Altre passività correnti sono pari a 581 milioni di euro e presentano una variazione in aumento di 60 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. La variazione, al netto degli effetti derivanti dai primi consolidamenti per 68 milioni di euro, è riconducibile ad un aumento degli strumenti derivati correnti pari a 70 milioni di euro, relativi alla valorizzazione a *fair value* dei derivati su *commodity* in essere al termine dell'esercizio, rettificata da altre variazioni in diminuzione per 78 milioni di euro riferite principalmente ad una riduzione dei debiti tributari per 52 milioni di euro, dei debiti verso la CSEA, accise e componenti tariffarie per 22 milioni di euro ed altre variazioni in diminuzione per 4 milioni di euro.
- Le Attività e Passività per imposte correnti risultano a credito per 15 milioni di euro, che, confrontate con una posizione a credito per 103 milioni di euro al 31 dicembre 2017, mostrano una variazione in

diminuzione per 88 milioni di euro. I primi consolidamenti 2018 hanno apportato una passività per 1 milione di euro.

Le “Attività non correnti destinate alla vendita” al 31 dicembre 2018 presentano un saldo pari a 112 milioni di euro e si riferiscono principalmente al *fair value* della partecipazione in EPCG, detenuta al 18,7% da A2A S.p.A. (41,75% al 31 dicembre 2017).

Il “Capitale investito” consolidato al 31 dicembre 2018 ammonta a 6.545 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 3.523 milioni di euro, e nella Posizione finanziaria netta per 3.022 milioni di euro.

Patrimonio netto

La movimentazione complessiva del Patrimonio netto è positiva per 510 milioni di euro. Il risultato dell'esercizio ha prodotto un effetto positivo per 344 milioni di euro, compensato dalla distribuzione del dividendo per 180 milioni di euro. Si evidenzia, inoltre, una valutazione positiva dei derivati *Cash flow hedge* e fondo rischi su crediti ai sensi dell'IFRS 9 per 9 milioni di euro, oltre a valutazioni positive per 1 milione di euro ai sensi dello IAS 19.

L'effetto positivo sul patrimonio di Gruppo del primo consolidamento di ACSM-AGAM è pari a 331 milioni di euro.

La “Posizione finanziaria netta” si attesta a 3.022 milioni di euro (3.226 milioni di euro al 31 dicembre 2017). Il flusso di cassa generato nell'esercizio è stato positivo e pari a 235 milioni di euro, dopo il pagamento di dividendi per 180 milioni di euro e investimenti dell'esercizio per 500 milioni di euro.

La variazione di perimetro di consolidamento ha apportato una rettifica negativa alla “Posizione finanziaria netta” di 31 milioni di euro, riferibile per 125 milioni di euro alle acquisizioni portate a termine da A2A Rinnovabili e A2A Energia nel corso dell'esercizio, per 52 milioni di euro al consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM, controbilanciate dall'incasso della I e II *tranche* derivanti dall'esercizio della “*put option*” su EPCG per un totale di 118 milioni di euro ed incasso di dividendi dalla medesima per 15 milioni di euro. Si evidenzia, inoltre, l'incasso di 13 milioni di euro derivante dalla vendita della partecipazione in Rudnik Uglja ad Pljevlja.

Lettera agli Azionisti
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
Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria
Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio
Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2018
Evoluzione prevedibile della gestione
Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2018 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>	31 12 2018	31 12 2017	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	6.131	5.780	351
- Immobilizzazioni materiali	4.620	4.606	14
- Immobilizzazioni immateriali	2.302	1.863	439
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	23	71	(48)
- Altre attività/passività non correnti (*)	(122)	(117)	(5)
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	264	301	(37)
- Fondi rischi, oneri e passività per scariche	(642)	(625)	(17)
- Benefici a dipendenti	(314)	(319)	5
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(101)</i>	<i>(47)</i>	
Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti	302	235	67
Capitale Circolante Netto:	555	437	118
- Rimanenze	187	147	40
- Crediti commerciali	1.781	1.671	110
- Debiti commerciali	(1.413)	(1.381)	(32)
Altre attività/passività correnti:	(253)	(202)	(51)
- Altre attività/passività correnti (*)	(268)	(305)	37
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	15	103	(88)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>(25)</i>	<i>(39)</i>	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	112	224	(112)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>109</i>	<i>224</i>	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	6.545	6.239	306
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	3.523	3.013	510
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	2.968	3.488	(520)
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	54	(262)	316
Totale Posizione finanziaria netta	3.022	3.226	(204)
<i>di cui con contropartita il Patrimonio netto</i>	<i>19</i>	<i>29</i>	
TOTALE FONTI	6.545	6.239	306

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

<i>milioni di euro</i>	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	(3.226)	(3.136)
Apporto primi consolidamenti	(142)	(87)
Effetto modifica metodo di consolidamento EPCG	-	(206)
Risultato netto (**)	348	297
Ammortamenti	463	410
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	167	43
Risultato da partecipazioni valutate a <i>equity</i>	(4)	(5)
Svalutazioni di attività destinate alla vendita	-	86
Interessi netti di competenza dell'esercizio	116	139
Interessi netti pagati	(114)	(115)
Imposte nette pagate	(102)	(192)
Variazioni delle attività e delle passività (*)	149	203
Flussi finanziari netti da attività operativa	1.023	866
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(500)	(454)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(25)	(23)
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	13	-
Dividendi incassati da partecipazioni	2	2
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(510)	(475)
Free cash flow	513	391
Dividendi pagati dalla capogruppo	(180)	(153)
Dividendi pagati dalle controllate	(5)	(2)
Altre variazioni non monetarie	3	(24)
Cash flow da distribuzione dividendi e altre variazioni	(182)	(179)
Variazioni delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	15	(9)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	(3.022)	(3.226)

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

Lettera agli Azionisti
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
<i>Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria</i>
<i>Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio</i>
<i>Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2018</i>
<i>Evoluzione prevedibile della gestione</i>
<i>Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2018 e distribuzione del dividendo</i>
5 Analisi dei principali settori di attività
6 Rischi e incertezze
7 Gestione responsabile della sostenibilità
8 Altre informazioni

Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

Progetto di *partnership* industriale e societaria tra *multi-utilities*: A2A, ACSM-AGAM, Aspem, AEVV e Lario Reti Holding

In data 1° luglio 2018 hanno avuto efficacia le operazioni di Fusione e di Scissione tra ACSM-AGAM, Aspem, AEVV, Lario Reti Holding e A2A S.p.A. che hanno costituito la cd. "*Multiutility* del Nord". Dal 1° luglio sono decorsi anche gli effetti contabili e fiscali e di conseguenza il Gruppo A2A ha consolidato integralmente, a partire da tale data, il nuovo Gruppo ACSM-AGAM.

Di seguito vengono descritti i principali passaggi del progetto che hanno portato alla costituzione della *Multiutility* del Nord.

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 sarebbe stato il seguente: A2A 38,91%, Lario Reti Holding 23,05%, il Comune di Monza 10,53%, il Comune di Como 9,61%, il Comune di Sondrio 3,3% e il Comune di Varese 1,29%. Si prevedeva una riduzione del flottante a circa il 13%.

La realtà esito del progetto costituisce 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.

In data 12 marzo 2018, I Comuni di Como, Monza, Sondrio e Varese, azionisti delle realtà coinvolte nel Progetto di Aggregazione, hanno aderito a tale Progetto, sottoscrivendo i relativi documenti contrattuali. Inoltre, sempre alla medesima data, risulta rilasciato da parte del perito indipendente il parere positivo circa il rapporto di cambio della Fusione e della Scissione.

In data 16 maggio 2018 l'Assemblea straordinaria di ACSM-AGAM ha approvato: (i) la fusione per incorporazione in ACSM-AGAM di A2A IDRO4, Aspem, AEVV Energie, ACEL Service, AEVV e Lario Reti Gas; (ii) la scissione parziale di A2A Energia S.p.A. a beneficio di ACSM-AGAM avente ad oggetto principalmente il ramo d'azienda costituito dai clienti energia localizzati nella Provincia di Varese, unitamente ad un aumento di capitale a servizio del rapporto di cambio di Fusione e Scissione, per 120.724.700 euro, mediante emissione di complessive 120.724.700 azioni ordinarie; (iii) modifica di alcune clausole statutarie della Società.

Sulla base dei rapporti di cambio della Fusione e Scissione, sopra descritti, A2A è venuta a disporre di diritti di voto in misura superiore al 30% dei diritti di voto esercitabili nell'assemblea di ACSM-AGAM, superando, pertanto, la soglia dell'OPA (Offerta Pubblica di Acquisto) obbligatoria di cui all'art. 106 del TUF (D.Lgs. n. 58/1998).

Il prezzo unitario dell’OPA ha coinciso con il valore attribuito ad un’azione ACSM–AGAM ai fini della determinazione del rapporto di cambio della Fusione e sarà pari a 2,47 euro.

In data 25 giugno 2018 è stato stipulato l’atto di fusione per incorporazione in ACSM-AGAM di A2A IDRO4, Aspem, AEVV Energie, ACEL Service, AEVV e Lario Reti Gas e l’atto di scissione parziale di A2A Energia S.p.A. a beneficio di ACSM-AGAM (avente ad oggetto principalmente il ramo d’azienda “clienti *mass market*” della provincia di Varese), in attuazione delle delibere di Fusione e di Scissione assunte dagli organi competenti di ciascuna delle predette società.

Deposito documento OPA da parte di A2A S.p.A. e Lario Reti Holding S.p.A.

In data 20 luglio 2018 A2A S.p.A. e Lario Reti Holding S.p.A. (gli “Offerenti”) hanno comunicato di aver presentato a CONSOB – ai sensi e per gli effetti degli articoli 102, 106, comma 1, e 109, del Decreto Legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998, come successivamente modificato ed integrato (il “TUF”) e dell’articolo 37-ter del Regolamento Emittenti – il documento di offerta (il “Documento di Offerta”) relativo all’offerta pubblica di acquisto obbligatoria totalitaria ai sensi degli artt. 102, 106, comma 1, e 109 del TUF (l’“Offerta”). CONSOB in data 2 agosto 2018 ha approvato i termini del Documento di Offerta presentato.

Le azioni oggetto dell’offerta pari a n. 26.264.874, corrispondono al 13,31% del capitale sociale dell’Emittente, ovvero la totalità delle azioni ordinarie emesse, dedotte le azioni già detenute, direttamente o indirettamente, dagli Offerenti e dal Comune di Como, dal Comune di Monza, dal Comune di Sondrio e dal Comune di Varese.

Gli Offerenti hanno pagato agli aderenti all’Offerta un corrispettivo di 2,47 euro per ogni azione portata in adesione. A2A e LRH si faranno carico del pagamento del Corrispettivo in misura pari, rispettivamente, al 73,41% e al 26,59%.

Il periodo di adesione all’Offerta, concordato con Borsa Italiana, ai sensi dell’art. 40, comma 2, del Regolamento Emittenti, è iniziato il 20 agosto 2018 e terminato il 7 settembre 2018.

Risultati definitivi dell’offerta e riapertura dei termini

In data 13 settembre 2018 l’intermediario incaricato del Coordinamento della Raccolta delle Adesioni all’Offerta, ha reso noto che sono state portate in offerta durante il relativo periodo di adesione n. 14.221.841 azioni dell’Emittente, pari a circa il 54,14% delle azioni oggetto dell’Offerta e corrispondenti a circa il 7,2% del capitale sociale dell’Emittente. Il controvalore complessivo risulta di circa 35.127.947 euro.

Si rende noto, inoltre, che gli Offerenti, tenuto conto delle azioni portate in adesione all’Offerta e delle azioni già detenute unitamente al Comune di Como, Monza, Sondrio e Varese sono arrivati a detenere complessivamente n. 185.300.761 azioni ordinarie dell’Emittente, pari a circa il 93,89% del capitale sociale.

In considerazione dell’acquisto da parte degli Offerenti di almeno la metà dei titoli oggetto dell’Offerta ai sensi dell’articolo 40-bis, comma 1, lett. b), n. 2 del Regolamento Emittenti, si conferma che, sono sussistiti i presupposti per la riapertura dei termini dell’Offerta medesima.

Tale riapertura è avvenuta entro il giorno di borsa aperta successivo alla data di pagamento (e cioè entro il giorno di borsa aperta successivo al 14 settembre 2018) per cinque giorni di borsa aperta, e precisamente, quindi, nelle sedute del 17, 18, 19, 20 e 21 settembre 2018.

Risultati definitivi dell’offerta in esito alla riapertura dei termini

In data 27 settembre 2018, sono risultate portate in adesione all’Offerta, durante la riapertura dei termini, n. 2.537.851 azioni dell’Emittente, pari a circa il 9,66% delle azioni oggetto dell’Offerta e a circa l’1,28% del capitale sociale dell’Emittente, per un controvalore di circa 6.268.491 euro.

Complessivamente la riapertura dei termini, ha portato in adesione all’Offerta n. 16.759.692 azioni dell’Emittente, pari a circa l’8,493% del capitale sociale dell’Emittente, per un controvalore complessivo di circa 41.396.439 euro.

Tenuto conto, pertanto, delle azioni già possedute dagli “obbligati in solido” (Comune di Como, Monza, Sondrio e Varese) e di quelle portate in adesione in entrambi i periodi di offerta, gli Offerenti sono arrivati a detenere complessivamente n. 187.838.612 azioni ordinarie dell’Emittente, pari a circa il 95,18% del capitale sociale dell’Emittente.

Lettera agli Azionisti

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 2018

Evoluzione prevedibile della gestione

Proposta di destinazione del risultato dell’esercizio al 31 dicembre 2018 e distribuzione del dividendo

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

È scattato, quindi, l'obbligo di acquisto (cd. "sell-out"), ai sensi dell'articolo 108, comma 1 del TUF, delle restanti azioni non portate in adesione all'offerta e pari a n. 9.505.182 azioni dell'Emittente, pari al 4,82% del capitale sociale (controvalore pari a circa 23.477.799 euro).

La Procedura di Acquisto, ha avuto un periodo di adesione compreso tra il primo giorno di ottobre 2018 ed il 19 ottobre 2018; data di pagamento stabilita il 26 ottobre 2018.

I risultati definitivi della procedura di obbligo di acquisto ai sensi dell'art. 108, comma 1, del TUF (OPA Totalitaria) sono stati resi noti in data 25 ottobre 2018: sono risultate portate in adesione all'obbligo di acquisto n. 488.229 azioni dell'Emittente, pari a circa il 5,136% delle azioni oggetto dell'obbligo di acquisto e a circa lo 0,247% del capitale sociale dell'Emittente, per un controvalore complessivo di circa 1.205.925,63 euro.

Ripristino del flottante

Ai sensi dell'articolo 108, comma 1 del TUF, al termine della Procedura di Acquisto sopra descritta, gli Offerenti hanno proceduto al ripristino del flottante sufficiente ad assicurare un regolare andamento delle negoziazioni.

La vendita per il ripristino del flottante dell'Emittente, è avvenuta e si è chiusa in data 12 dicembre 2018, attraverso una procedura accelerata di raccolta ordini riservata ad investitori qualificati in Italia ed investitori istituzionali all'estero.

La procedura ha avuto per oggetto n. 10.717.426 azioni ordinarie dell'Emittente, rappresentanti il 5,43% del capitale sociale dell'Emittente medesimo.

Il prezzo di vendita per azione è stato pari a 1,46 euro per un controvalore complessivo di 15.647.442 euro.

Il regolamento dell'Operazione è avvenuto in data 17 dicembre 2018. Dall'operazione di ripristino del flottante, A2A S.p.A. ha realizzato una minusvalenza di 7,7 milioni di euro.

A2A S.p.A. al termine dell'operazione risulta in possesso del 41,34% del totale delle azioni di ACSM-AGAM S.p.A..

A2A conclude due acquisizioni nel settore del fotovoltaico, la potenza installata sale a 98 Mwh

Il Gruppo A2A, tramite la controllata A2A Rinnovabili S.p.A., nel corso del 2018 ha portato a termine due acquisizioni che portano la potenza complessiva installata a 98 Mwh.

In data 28 febbraio 2018 è stata portata a termine l'acquisizione di 5 impianti fotovoltaici sul territorio italiano, da un fondo gestito da IMPAX (AIFM) Limited – parte di Impax Asset Management Group plc, per un totale di 15,7 Mwh.

In data 17 dicembre 2018, A2A e TS Energy Europe S.A, hanno firmato un accordo che disciplina l'acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. del portafoglio di Talesun in Italia, pari a 43,2 MWp. Prevista, inoltre, la costituzione di una *joint venture* che avrà l'obiettivo di sviluppare fino a 300 MWp di impianti fotovoltaici in *market parity* e svolgerà servizi di *asset management* per il portafoglio A2A.

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A ha assunto una delibera quadro per l'emissione di prestiti obbligazionari

Assunta, in data 1° marzo 2018, una delibera che autorizza l'emissione di uno o più prestiti obbligazionari non subordinati, non garantiti e non convertibili, a valere sul programma MTN sino ad un massimo complessivo di 1 miliardo di euro, entro il 30 aprile 2020.

I proventi derivanti dall'emissione dei prestiti obbligazionari potranno essere impiegati, tra l'altro, per finanziare e/o rifinanziare gli investimenti del Gruppo e/o per mantenere idonei livelli di liquidità, nonché essere utilizzati per una o più operazioni di *liability management*. La decisione si inquadra nel contesto della strategia finanziaria del Gruppo A2A di medio termine finalizzata anche a garantire una gestione efficiente dei profili di rimborso del Gruppo, ad allungare la vita media del debito e a sostenere il *rating*.

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A ha approvato i risultati 2017

In data 20 marzo 2018 si è riunito il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. che, sotto la Presidenza del Prof. Giovanni Valotti, ha approvato i progetti del Bilancio separato e della Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2017.

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha approvato anche il decimo *annual report* delle *performance* di sostenibilità del Gruppo, che, quest’anno, rappresenta per la prima volta anche la Dichiarazione Consolidata di carattere non finanziario ai sensi del D.Lgs. 254/2016, la norma italiana che ha sancito l’obbligatorietà della rendicontazione delle *performance* non finanziarie per le grandi imprese di interesse pubblico, recependo la Direttiva 2014/95/EU.

L’Assemblea ordinaria di A2A S.p.A. è stata fissata in prima convocazione il 27 aprile 2018 ed in seconda convocazione il 30 aprile 2018.

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha esaminato ed approvato il Piano Strategico 2018 – 2022 del Gruppo A2A

Il Piano del triennio 2015-2017, annualmente aggiornato, univocamente riconoscibile nel disegno strategico 3R&3D, è stato completato. Il piano 2015-2017 ha raggiunto gli obiettivi strategici di rilancio industriale, crescita esterna, ruolo attivo nel mercato energetico e ridisegno del profilo del Gruppo. Parallelamente gli obiettivi finanziari sono stati superati: dal 2014 l’EBITDA è cresciuto di 187 milioni di euro, il rapporto PFN/EBITDA è sceso a 2,7x, il ROI ha superato l’11%, e i dividendi hanno avuto un incremento costante fino a raggiungere i 5,8 €/azione del 2017, con una variazione percentuale di oltre il 60%.

Il Gruppo A2A ha presentato un nuovo Piano 2018-2022 che si focalizza su tre linee guida strategiche (“TEC”): 1. T - Trasformazione: rafforzamento e cambiamento dei *business* di riferimento, declinati nelle quattro linee di *business* di A2A; 2. E - Eccellenza: agilità dell’organizzazione, eccellenza operativa ed efficienza dei processi; 3. C - *Community*: attrazione e valorizzazione delle nostre persone, e pieno coinvolgimento dell’ecosistema esterno. Le tre linee guida sono sostenute da una forte base rappresentata dalla Sostenibilità, principio ispiratore dello sviluppo.

Put Option EPCG: accordo con il Governo del Montenegro

In data 27 aprile 2018, il Governo del Montenegro ha approvato l’accordo negoziato con A2A S.p.A. di esecuzione accelerata della *put option* sull’intera partecipazione in EPCG, esercitata in data 3 luglio 2017, che verrà attuata in 4 *tranche* nel periodo compreso tra il 1° maggio 2018 e il 31 luglio 2019, in luogo dei sette anni originariamente previsti dallo *Shareholders’ Agreement* del 29 agosto 2016.

Assemblea Ordinaria di A2A S.p.A.

In data 27 aprile 2018, l’Assemblea Ordinaria di A2A S.p.A ha approvato il bilancio 2017.

Vengono inoltre, assunte le seguenti delibere:

- approvata la proposta formulata dal Consiglio di Amministrazione di distribuire un dividendo per azione ordinaria pari a 0,0578 euro da mettere in pagamento dal 23 maggio 2018 (data stacco cedola n. 21 il 21 maggio 2018) e *record date* il 22 maggio 2018;
- espresso voto favorevole sulla prima parte della Relazione sulla Remunerazione 2018;
- approvato l’adeguamento del corrispettivo per l’incarico di revisione legale dei conti e delle attività connesse a fronte delle attività aggiuntive (revisione della “Dichiarazione annuale non finanziaria ai sensi del D.Lgs. 254/2016”) comunicate da EY S.p.A., approvando a tale scopo un’integrazione annuale di 15.000,00 euro dei corrispettivi spettanti a EY S.p.A. relativamente a ciascun esercizio a partire dalla revisione della “Dichiarazione annuale non finanziaria ai sensi del D.Lgs. 254/2016” al 31 dicembre 2017;
- autorizzato, previa revoca della deliberazione di autorizzazione all’acquisto e disposizione di azioni proprie adottata dall’Assemblea Ordinaria del 15 maggio 2017, per quanto non già utilizzato, l’Organo Amministrativo ad effettuare operazioni di acquisto e di disposizione di azioni proprie, secondo finalità, modalità e termini espressamente stabiliti.

Lettera agli Azionisti

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 2018

Evoluzione prevedibile della gestione

Proposta di destinazione del risultato dell’esercizio al 31 dicembre 2018 e distribuzione del dividendo

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

Moody's migliora il *rating* di A2A da BAA3 a BAA2 con *outlook* stabile

L'agenzia di *rating* Moody's Investors Service (Moody's) ha migliorato, in data 27 aprile 2018, il *rating* "long term issuer" e "senior unsecured debt" da Baa3 a Baa2. Moody's ha anche migliorato il *rating* "long term EMTN" a (P)Baa2 da (P)Baa3.

L'*outlook* dei *rating* è stabile.

Moody's ha positivamente valutato la struttura di *business* ben diversificata della società, la flessibilità ed il profilo "strong" della liquidità insieme al continuo miglioramento della sua struttura finanziaria.

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha esaminato ed approvato l'informativa trimestrale al 31 marzo 2018

Si è riunito, in data 10 maggio 2018, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. che, sotto la presidenza del Prof. Valotti, ha esaminato ed approvato i risultati al 31 marzo 2018.

Di seguito i principali risultati conseguiti dal Gruppo:

- Margine Operativo Lordo si attesta a 408 milioni di euro, in aumento del 4% rispetto al 31 marzo 2017 *restated*;
- Utile netto di Gruppo a 173 milioni di euro (180 milioni di euro al 31 marzo 2017), a fronte del maggior carico fiscale;
- Investimenti a 76 milioni di euro, in crescita del 43% rispetto al primo trimestre 2017;
- Generazione di cassa per 90 milioni di euro. La Posizione finanziaria netta si riduce a 3.176 milioni di euro, nonostante l'impatto, pari a 41 milioni di euro, delle operazioni di M&A concluse a febbraio 2018.

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha esaminato ed approvato l'informativa al 30 giugno 2018

Si è riunito, in data 31 luglio 2018, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. che, sotto la presidenza del Prof. Valotti, ha esaminato ed approvato i risultati al 30 giugno 2018.

Di seguito i principali risultati conseguiti dal Gruppo:

- Margine Operativo Lordo si attesta a 657 milioni di euro, in aumento del 3% rispetto al 30 giugno 2017 *restated*;
- Utile netto di Gruppo a 267 milioni di euro, in crescita del 70% rispetto al corrispondente periodo del 2017. Utile netto ordinario – esclusi effetti EPCG – in crescita del 2%;
- Investimenti a 187 milioni di euro, in crescita del 21% rispetto al primo semestre 2017;
- Generazione di cassa per 196 milioni di euro. La Posizione finanziaria netta, pari a 3.030 milioni di euro, migliora di 196 milioni rispetto al 31 dicembre 2017.

A2A e Fondazione Fiera Milano: al via la *partnership* per la realizzazione di uno dei più grandi impianti solari *rooftop* d'Europa

A2A e Fondazione Fiera Milano hanno siglato oggi una *joint venture* per la costruzione di uno dei più grandi impianti solari su tetto in Europa, presso il sito di Rho-Fiera Milano. La *joint venture* è partecipata al 60% da A2A Rinnovabili, la società del Gruppo A2A che presidia il mercato energetico *green*, e al 40% da Fondazione Fiera Milano.

L'impianto avrà una capacità installata di oltre 10 MWp (megawatt di picco) che potrà ulteriormente crescere fino a circa 14 MWp. La sua realizzazione, che avverrà senza incentivi statali, consentirà di alimentare le utenze di Fiera Milano e di zone limitrofe, attraverso i PPA – *Power Purchase Agreement*, accordi per contratti di fornitura energetica di lungo periodo, e permetterà un risparmio di circa 5 mila tonnellate di CO2 l'anno e oltre 2 mila TEP (tonnellate equivalenti di petrolio). L'accordo fra A2A e Fondazione Fiera Milano prevede inoltre lo sviluppo di soluzioni per le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici e di stoccaggio dell'energia all'interno dell'area della Fiera.

A2A sottoscrive la prima linea di credito in Italia legate a politiche di sostenibilità e “Standard Ethichs Rating”

Il Gruppo A2A ha sottoscritto, in data 29 agosto 2018, una linea di credito sostenibile da 400 milioni di euro e della durata di 5 anni che, per la prima volta in Italia, vede collegati i margini del prestito non solo alle prestazioni ESG (ambientali, sociali e di *governance*) della società, ma anche al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali legati alla decarbonizzazione, all’energia *green* e all’economia circolare.

La linea di credito, che per A2A va a sostituire un precedente accordo siglato nel 2013, ha recepito come target ambientali due degli obiettivi che il Gruppo A2A ha definito nella propria Politica e nel Piano di Sostenibilità 2018-2022: in ambito economia circolare il primo goal riguarda l’incremento di recupero della materia da rifiuti trattati negli impianti del Gruppo; il secondo obiettivo, in linea con il processo di decarbonizzazione in cui A2A è già impegnata, si lega alla crescita della quota di energia *green* prodotta da fonti rinnovabili che sarà venduta nel segmento *mass market*. Il raggiungimento di questi target consentirà ad A2A di beneficiare di tassi più favorevoli.

Unareti – Gara Gas di Milano

Il Comune di Milano, in qualità di appaltante della gara per l’affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale nell’ambito territoriale di “Milano 1 - Città e Impianto di Milano”, ha comunicato, in data 5 settembre 2018, ad Unareti S.p.A., società del Gruppo A2A, l’aggiudicazione definitiva della gara stessa con un punteggio complessivo di 98,12 punti su 100.

L’ambito territoriale di Milano 1, comprende 830.000 punti di riconsegna attivi sui Comuni di: Milano, Baranzate, Bollate, Cinisello Balsamo, Corsico, Novate Milanese e Sesto San Giovanni.

La concessione ha durata 12 anni e vale complessivamente 1.370.000.000 euro.

Il provvedimento di aggiudicazione del servizio di distribuzione del Gas, disposto dal Comune di Milano, è stato impugnato da 2i Rete Gas S.r.l., la quale ha chiesto ed ottenuto la sospensione cautelare di aggiudicazione ed istanza di accesso agli atti.

Si rimanda alla sezione “altre informazioni” del bilancio consolidato per maggiori dettagli.

A2A si aggiudica la gestione della rete di Mobilità Elettrica nel Comune di Milano

A2A, attraverso la società controllata A2A Energy Solutions, si è aggiudicata, in data 8 novembre 2018, il servizio di gestione e manutenzione delle colonnine di ricarica per i veicoli elettrici e delle barre di ricarica situate presso le isole digitali del Comune di Milano.

L’accordo, della durata di 3 anni, prevede il rinnovo della rete di ricarica pubblica, l’innovazione del servizio *e-moving*, tecnologie di *smart parking* e contrasto alla sosta abusiva.

A2A Ambiente inaugura un impianto fra i più tecnologici d’Europa per il recupero della plastica

A2A Ambiente, società del Gruppo A2A, ha inaugurato, in data 9 novembre 2018, a Cavaglià (BI) un impianto per il recupero della plastica. Partendo dai singoli sacchi che vengono conferiti dai cittadini, l’impianto è in grado di trattare, selezionare e dividere ben 13 tipi di plastiche differenti, che possono così essere avviate al riciclo e diventare nuovi oggetti.

L’eccellenza tecnologica è il fondamento di questa struttura, e l’automazione del processo con vagli, *scanner* ottici e *windshifter* consente di trattare 45.000 tonnellate annue di materiale. Tonnellate di plastica che, come materia prima seconda, diventano elemento fondante del processo di economia circolare. Il polo per il recupero della plastica è stato realizzato con materiali ad altissimo isolamento ed è dotato di un impianto fotovoltaico sul tetto da 300 kW che contribuisce all’alimentazione del sito con 330.000 kWh all’anno di energia 100% *green*.

Lettera agli Azionisti

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 2018

Evoluzione prevedibile della gestione

Proposta di destinazione del risultato dell’esercizio al 31 dicembre 2018 e distribuzione del dividendo

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha esaminato ed approvato l'informativa trimestrale al 30 settembre 2018

Si è riunito, in data 13 novembre 2018, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. che, sotto la presidenza del Prof. Valotti, ha esaminato ed approvato i risultati al 30 settembre 2018.

Di seguito i principali risultati conseguiti dal Gruppo:

- Margine Operativo Lordo si attesta a 875 milioni di euro, stabile rispetto al 30 settembre 2017 *restated*;
- Utile netto di Gruppo a 335 milioni di euro, in crescita del 48% rispetto al corrispondente periodo del 2017. Utile netto ordinario – esclusi effetti EPCG – pari a 309 milioni di euro, in flessione del 3% rispetto al corrispondente periodo 2017 (2 milioni di euro, l'effetto del primo consolidamento del Gruppo ACSM – AGAM).
- Investimenti a 304 milioni di euro, in crescita del 24% rispetto al primo semestre 2017;
- La generazione di cassa netta è stata pari a 304 milioni di euro, cui si aggiungono 75 milioni di euro per variazioni di perimetro e 30 milioni di euro di indebitamento netto negativo derivante dal primo consolidamento di ACSM – AGAM. La Posizione Finanziaria Netta si attesta a 2.877 milioni di euro (3.226 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

A2A Energia acquisisce il ramo Gas & Power di X3 Energy e si aggiudica importanti gare pubbliche nazionali

A2A Energia, con efficacia 1° dicembre 2018, ha acquisito il ramo d'azienda Gas&Power di X3 Energy, società fortemente radicata in Emilia Romagna e con clienti prevalentemente nel centro-nord Italia.

Il portafoglio acquisito conta oltre 4.500 punti di fornitura per circa 220 Mm³ di gas e 165 Gwh di energia elettrica e un fatturato annuo complessivo di 130 milioni di euro. L'acquisizione consente inoltre ad A2A Energia di accelerare il completamento della rete di *Key Agent* specializzata nella vendita di energia elettrica, gas e servizi per l'efficienza energetica alle piccole e medie imprese.

A2A Energia ha inoltre recentemente vinto alcune importanti gare di rilevanza nazionale per la fornitura di energia elettrica: il lotto 4 di Toscana, Marche e Umbria relativo al "Servizio di Salvaguardia" per il biennio 2019-2020; i tre lotti previsti dalla gara CET per la fornitura alle Pubbliche Amministrazioni della Regione Toscana nel 2019; infine due lotti Consip, entrambi con validità di 12 mesi dall'attivazione (lotto 4 di Trentino Alto Adige e Friuli Venezia Giulia e lotto 9 di Umbria e Marche). Il fatturato complessivo dei lotti assegnati ad A2A Energia è quantificabile in oltre 400 milioni di euro per il biennio 2019-2020.

Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2018

Linea Ambiente S.r.l. - Discarica di Grottaglie

In data 28 gennaio 2019 è stata notificata a Linea Ambiente, società controllata al 100% da Linea Group Holding controllata da A2A, la sentenza del TAR Lecce n. 143/2019 con la quale è stato accolto il ricorso presentato dai Comuni di Grottaglie, San Marzano di San Giuseppe e Carosino per l'annullamento del decreto di AIA rilasciato dalla Provincia di Taranto, in base alla quale sono stati sospesi i conferimenti nella discarica di Grottaglie. La società ha depositato ricorso presso il Consiglio di Stato per l'annullamento della Sentenza 143/19 TAR Lecce.

In data 14 marzo 2019 è stato sottoposto a custodia cautelare il procuratore di Linea Ambiente con funzioni di direzione generale, nell'ambito di una più ampia indagine nei confronti dell'ex Presidente della Provincia di Taranto, in relazione al rilascio del decreto di AIA per la discarica di Grottaglie (DD 45/2018).

I sopravvenuti fatti di natura penale di per sé non esplicano effetti sotto il profilo tecnico - giuridico sul procedimento di appello pendente al Consiglio di Stato.

La sentenza del TAR Lecce n. 143/2019 oggetto di appello si è infatti pronunciata esclusivamente sulla ritenuta necessità di rimettere la valutazione finale al rilascio dell'Autorizzazione alla Presidenza del Consiglio dei Ministri; a dire del Giudice di primo grado, infatti, all'amministrazione procedente non competeva neppure valutare se il dissenso espresso da uno dei portatori degli interessi qualificati potesse o meno ritenersi motivato, spettando siffatta valutazione allo stesso Consiglio dei Ministri.

Tale tesi giuridica è stata avversata dalla Società nel proprio atto d'appello con motivi di impugnazione che mantengono inalterata, sotto il profilo giuridico, la loro serietà e validità. Pertanto, allo stato e sulla base delle informazioni disponibili non sembra potersi affermare che l'indagine penale in corso e le misure cautelari disposte nell'ambito della stessa possano esercitare, in punto tecnico, una diretta influenza sulla decisione che dovrà essere assunta dal Consiglio di Stato.

Non sussistono quindi elementi tali da modificare le assunzioni utilizzate nelle analisi di *impairment test* della CGU Ambiente.

Al 31 dicembre 2018 il Gruppo A2A ha in carico la discarica di Grottaglie per un valore complessivo di 55 milioni di euro.

Gruppo A2A: Presentati i risultati consolidati preliminari 2018

In data 26 febbraio 2019, si è riunito il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. che ha esaminato i risultati consolidati preliminari dell'esercizio 2018.

Il Margine Operativo Lordo è pari a 1,23 miliardi di euro, in aumento del 3% rispetto all'esercizio precedente. Al netto delle componenti non ricorrenti, positive per circa 40 milioni di euro nel 2018 (+64 milioni di euro nel 2017), il Margine operativo lordo si attesta a circa 1,19 miliardi di euro (1,14 miliardi di euro nel 2017), in crescita del 5%.

Gli Investimenti, pari a 500 milioni di euro, risultano in aumento dell'11% rispetto all'anno precedente. La crescita è riconducibile prevalentemente ai maggiori investimenti della *Business Unit* Reti e Calore (+14%) e al consolidamento degli investimenti del Gruppo ACSM-AGAM relativi al secondo semestre dell'anno.

La Posizione Finanziaria Netta risulta pari a 3,02 miliardi di euro (3,23 miliardi di euro al 31 dicembre 2017). Nel corso dell'anno la generazione di cassa netta è stata di oltre 200 milioni di euro.

Riorganizzazione del servizio di igiene urbana nel Comune di Varese in modifica dell'affidamento già intervenuto a favore della società ex ASPEM S.p.A. (ora Acsm Agam Ambiente S.r.l.).

Nell'ambito dell'operazione di aggregazione "*Multiutility* del Nord", si segnala che, in data 27 febbraio u.s., ACSM-AGAM S.p.A. ha chiesto ad A2A di rilasciare una garanzia a copertura del possibile danno derivante dall'eventuale erronea valutazione della durata del contratto di servizi di igiene urbana del Comune di Varese (originariamente in capo a ASPEM S.p.A. e oggi in capo a Acsm Agam Ambiente S.r.l.) e, in ogni caso, di assumere un impegno formale a fare quanto in proprio potere per ristabilire

Lettera agli Azionisti

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 2018

Evoluzione prevedibile della gestione

Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2018 e distribuzione del dividendo

5
Analisi dei principali settori di attività

6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

l'effettiva equivalenza tra gli "apporti" dei soci di ASPEM (A2A S.p.A. per il 90% ed il Comune di Varese per il 10%) e il numero di azioni ACSM-AGAM ricevute in seguito al perfezionamento delle Operazioni di Fusione e Scissione.

Alla data della fusione di ASPEM in ACSM-AGAM e di scissione di ACSM-AGAM in Acsm Agam Ambiente (1° luglio 2018), infatti, ASPEM risultava affidataria del servizio di igiene ambientale nel Comune di Varese, in esecuzione del contratto di servizi sottoscritto il 15 novembre 1999, con scadenza al 31 dicembre 2030; la determinazione del rapporto di cambio nell'ambito delle Operazioni di Fusione e Scissione ha valorizzato tale scadenza al 31 dicembre 2030.

Tuttavia, in data 17 luglio 2018, successivamente al completamento delle Operazioni di Fusione e Scissione, il Comune di Varese ha assunto la prima di una serie di delibere per individuare il modello di gestione del pubblico servizio di igiene urbana, a far tempo dal 1° gennaio 2019, in considerazione della scadenza del contratto al 31 dicembre 2018 derivante - secondo l'interpretazione del Comune - dall'applicazione dell'art. 34 comma 22 del decreto legge 18 ottobre 2012 n. 179, come integrato dall'art. 8 della Legge 29 luglio 2015 n. 115.

Conseguentemente, nel settembre 2018, Acsm Agam Ambiente ha proposto ricorso presso il Tribunale Amministrativo Regionale di Milano per l'annullamento della determina dirigenziale che disponeva l'indizione di procedura ad evidenza pubblica per selezionare un operatore economico che predisponesse gli atti di gara per affidare il servizio di igiene urbana e della delibera di Giunta che forniva un atto di indirizzo agli uffici del Comune per avviare il procedimento per la riorganizzazione del servizio di igiene urbana. Con successivi con motivi aggiunti, Acsm Agam Ambiente ha impugnato anche (i) l'aggiudicazione della riferita gara, (ii) la delibera consiliare con la quale veniva disposta una riorganizzazione del servizio di igiene urbana (iii) la gara per l'aggiudicazione del servizio di igiene urbana e (iv) la determina dirigenziale con la quale veniva disposta la proroga del servizio di igiene urbana ad Acsm Agam Ambiente fino al 30 settembre 2019. L'udienza è stata fissata al 20 giugno 2019. Il contenzioso si presenta complesso e di esito incerto anche per l'assenza di precedenti giurisprudenziali.

Nella riferita lettera del 27 febbraio 2019, Acsm Agam si riservava espressamente ogni valutazione su possibili azioni legali nei confronti di A2A. Nonostante A2A ritenga che il Comune abbia commesso un errore di interpretazione della normativa e gli accordi di fusione non prevedano garanzie, a riscontro della lettera del 27 febbraio 2019, al fine di evitare possibili dispute e contenziosi e i relativi oneri e tenuto conto dei più ampi rapporti esistenti tra le parti del processo di Aggregazione, A2A e Acsm Agam, in data 28 marzo, hanno definito un accordo di indennizzo in esecuzione del quale A2A effettuerà un versamento a fondo perduto a favore di Acsm Agam nel caso in cui il ricorso di Acsm Agam Ambiente sia rigettato in primo e secondo grado, Acsm Agam Ambiente non risulti aggiudicataria del servizio (per il periodo residuo al 31 dicembre 2030) e l'eventuale aggiudicazione sia disposta a condizioni peggiorative rispetto alle attuali. A tal fine il Gruppo ha provveduto ad appostare un fondo pari a circa 17 milioni di euro.

AGSM Verona, AIM Vicenza e A2A firmano lettera d'intenti

In data 20 marzo 2019 le società in oggetto hanno sottoscritto una lettera d'intenti non vincolante finalizzata all'avvio dello studio di un percorso congiunto volto a valutare la possibile acquisizione degli assets del Gruppo Ascopiave nel settore della vendita del gas e dell'energia elettrica nonché la costituzione di una *partnership* nel settore della distribuzione gas.

Lo studio che affronterà da subito il dossier Ascopiave, avrà una durata di circa nove mesi, al termine dei quali le parti potranno condividere, ove sussistano le condizioni necessarie, l'interesse a proseguire il percorso, sottoponendo i passi successivi all'esame e all'approvazione dei rispettivi soci.

Evoluzione prevedibile della gestione

Anche il 2018, dopo il 2016 e 2017, si è confermato un anno record per il Gruppo A2A: si è registrato il miglior risultato in termini di Utile Netto dalla costituzione del Gruppo (344 milioni di euro) ed è stato eguagliato il Margine Operativo Lordo record del 2016 (1.231 milioni di euro). Il Gruppo sta procedendo nella direzione tracciata dal Piano Strategico 2018-2022, seguendo le tre linee guida Trasformazione, Eccellenza e *Community* (in breve “TEC”): l’aggiornamento del Piano Strategico ha visto la riconferma di tutti gli obiettivi individuati nel Piano 2018-2022 e l’accelerazione su importanti sviluppi, quali la crescita nel settore delle energie rinnovabili, la costruzione di nuovi impianti per il trattamento dei rifiuti e il *focus* sulle reti elettriche e gas. Le attese per il 2019 sono buone nonostante il venir meno del contributo dei Certificati Verdi (oltre 100 milioni di euro di contributo al risultato operativo lordo del 2018): il Margine Operativo Lordo è atteso tra 1.155 e 1.185 milioni di euro (inclusi 25 milioni di euro di partite positive di reddito non ricorrenti); la redditività netta è attesa tra 300 e 330 milioni di euro. La forte generazione di cassa operativa sarà utilizzata per finanziare investimenti record (previsti circa 700 milioni di euro) che, unitamente alla distribuzione di maggiori dividendi, determineranno un assorbimento netto di cassa di circa 200 milioni di euro.

Lettera agli
Azionisti

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 2018

Evoluzione
prevedibile
della gestione

Proposta di
destinazione
del risultato
dell’esercizio al
31 dicembre 2018
e distribuzione
del dividendo

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2018 e distribuzione del dividendo

Il bilancio d'esercizio di A2A S.p.A., al 31 dicembre 2018, presenta un utile pari a euro 373.091.108,00.

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 373.091.108,00 come segue:

- euro 18.654.555,00 a riserva legale;
- euro 217.642.870,00 a dividendo ordinario agli azionisti, in misura tale da assicurare una remunerazione di euro 0,070 per ciascuna azione ordinaria in circolazione;
- euro 136.793.683,00 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 22 maggio 2019, con data stacco della cedola il 20 maggio 2019 e *record date* il 21 maggio 2019.

Il Consiglio di Amministrazione



5

Analisi dei principali
settori di attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

milioni di euro	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO		AMBIENTE		
	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017 <i>Restated</i> (*)	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017 <i>Restated</i> (*)	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017 <i>Restated</i> (*)	
Ricavi	3.854	3.262	2.230	1.810	1.022	980	
- di cui intersettoriali	1.036	136	280	724	119	83	
Costi per il personale	88	89	46	39	304	298	
Margine Operativo Lordo	370	356	206	216	268	261	
% sui Ricavi	9,6%	10,9%	9,2%	11,9%	26,2%	26,6%	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(293)	(161)	(37)	(29)	(87)	(99)	
Risultato operativo netto	77	195	169	187	181	162	
% sui Ricavi	2,0%	6,0%	7,6%	10,3%	17,7%	16,5%	
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)	57	64	21	11	105	107	

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.

(*) I valori al 31 dicembre 2017 recepiscono gli effetti economici derivanti dalla riclassificazione ai fini dell’IFRS 5 delle poste economiche del Gruppo EPCG.

Si segnala che i dati economici dal 1° gennaio al 31 dicembre 2017 sono stati riallocati per renderli omogenei ai risultati per “Business Unit” dal 1° gennaio al 31 dicembre 2018.

	RETI E CALORE		A2A SMART CITY		CORPORATE		ESTERO		ELISIONI		CONTO ECONOMICO	
	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017 <i>Restated (*)</i>	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017 <i>Restated (*)</i>	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017 <i>Restated (*)</i>	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017 <i>Restated (*)</i>	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017 <i>Restated (*)</i>	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017 <i>Restated (*)</i>
	1.110	960	53	30	220	203	8	1	(2.003)	(1.450)	6.494	5.796
	329	301	31	24	208	182	-	-	(2.003)	(1.450)		
	102	98	9	5	115	105	1	1			665	635
	410	391	11	7	(34)	(30)	-	(2)			1.231	1.199
	36,9%	40,7%	20,8%	23,3%	(15,5%)	(14,8%)	-	n.s.			19,0%	20,7%
	(200)	(180)	(5)	(2)	(21)	(18)	-	-			(643)	(489)
	210	211	6	5	(55)	(48)	-	(2)			588	710
	18,9%	22,0%	11,3%	16,7%	(25,0%)	(23,6%)	-	n.s.			9,1%	12,2%
											14	-
											(112)	(134)
											490	576
											(157)	(192)
											333	384
											21	(85)
											(10)	(6)
											344	293
	275	229	11	10	31	29	-	-			500	450

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

milioni di euro	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO		AMBIENTE		
	31 12 2018	31 12 2017 (*)	31 12 2018	31 12 2017 (*)	31 12 2018	31 12 2017 (*)	
Immobilizzazioni materiali	1.976	2.080	36	32	703	670	
Immobilizzazioni immateriali	81	86	244	113	42	51	
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	778	673	772	585	333	358	
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	851	792	438	322	311	319	

(*) Si segnala che i dati patrimoniali al 31 dicembre 2017 sono stati riallocati per renderli omogenei ai risultati per "Business Unit" al 31 dicembre 2018.

	RETI E CALORE		ESTERO		A2A SMART CITY		CORPORATE		ELISIONI		TOTALE GRUPPO	
	31 12 2018	31 12 2017 (*)	31 12 2018	31 12 2017 (*)	31 12 2018	31 12 2017 (*)	31 12 2018	31 12 2017 (*)	31 12 2018	31 12 2017 (*)	31 12 2018	31 12 2017 (*)
	1.761	1.696	-	-	39	22	184	184	(79)	(78)	4.620	4.606
	1.903	1.611	-	-	3	1	135	93	(106)	(92)	2.302	1.863
	381	375	5	1	27	17	168	147	(667)	(477)	1.797	1.679
	369	314	3	1	21	12	782	533	(668)	(475)	2.107	1.818

Lettera agli
Azionisti

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
Mercato

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

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 con il duplice scopo di massimizzare la disponibilità e l'efficienza degli impianti, minimizzando i costi di esercizio e manutenzione (O&M) e 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 Mercato

L'attività della *Business Unit* Mercato 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, alla gestione dell'illuminazione pubblica, degli impianti di regolazione del traffico, delle lampade votive. Inoltre, si occupa di fornire servizi di efficienza energetica e di mobilità elettrica.

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).

Business Unit Estero

La *Business Unit* Estero comprende le attività di fornitura di *know how* e tecnologie per la realizzazione di impianti di pre-trattamento rifiuti.

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.

¹ Potenza installata complessivamente pari a 8,9 GW.

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*.

Lettera agli Azionisti
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
<i>Sintesi dei risultati per settore di attività</i>
Risultati per settore di attività
<i>Business Unit Generazione e Trading</i>
<i>Business Unit Mercato</i>
<i>Business Unit Ambiente</i>
<i>Business Unit Reti e Calore</i>
<i>Business Unit Estero</i>
<i>A2A Smart City</i>
<i>Corporate</i>
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 2018	31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
FONTI				
Produzioni nette	17.551	15.846	1.705	10,8%
- produzione termoelettrica	12.948	12.370	578	4,7%
- produzione idroelettrica	4.539	3.464	1.075	31,0%
- produzione fotovoltaica	64	12	52	n.s.
Acquisti	33.758	50.041	(16.283)	(32,5%)
- borsa	12.364	9.451	2.913	30,8%
- grossisti	3.089	3.456	(367)	(10,6%)
- portafoglio di <i>Trading/Service</i>	18.305	37.134	(18.829)	(50,7%)
TOTALE FONTI	51.309	65.887	(14.578)	(22,1%)
USI				
Vendita a <i>Retailer</i> del Gruppo	8.088	6.198	1.890	30,5%
Vendite ad altri grossisti	12.494	8.781	3.713	42,3%
Vendite in borsa	12.422	13.774	(1.352)	(9,8%)
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	18.305	37.134	(18.829)	(50,7%)
TOTALE USI	51.309	65.887	(14.578)	(22,1%)

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

Nell'anno in corso la produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 17.551 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 33.758 GWh, per una disponibilità complessiva di 51.309 GWh.

La produzione idroelettrica risulta, nonostante una contrazione registrata nel terzo trimestre dell'anno, in notevole incremento (+31%) rispetto al 2017, anno caratterizzato da una scarsa producibilità idroelettrica.

La produzione termoelettrica è aumentata di circa il 5% rispetto all'esercizio precedente: l'incremento, sostenuto nei primi nove mesi dell'anno, ha registrato un rallentamento nel quarto trimestre a seguito della minore richiesta di energia del periodo. Un contributo importante è stato dato, nell'intero arco dell'anno, dall'impianto di Scandale grazie al suo pieno dispacciamento nel 2018.

Nel confronto con il 2017, risultano in incremento le produzioni da fonte fotovoltaica (+52 GWh), a seguito del consolidamento delle nuove società acquisite a fine 2017 e all'inizio del 2018.

Gli acquisti di energia elettrica si sono attestati a 33.758 GWh (50.041 GWh al 31 dicembre 2017): i maggiori acquisti effettuati in borsa sono stati più che compensati dalle minori quantità intermedie nell'ambito dell'attività di *trading*.

Nel periodo in esame sono cresciute le vendite sui mercati all'ingrosso (+42,3%) e le vendite alla *Business Unit* Mercato (+30,5%). Le vendite in borsa e le quantità intermedie nell'ambito dell'attività di *trading* registrano invece un calo rispettivamente del 9,8% e del 50,7%.

Complessivamente nel periodo in esame le vendite di energia elettrica della *Business Unit* Generazione e *Trading* si sono attestate a 51.309 GWh (65.887 GWh al 31 dicembre 2017).

Dati quantitativi - Settore gas

<i>milioni di mc</i>	31 12 2018	31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
FONTI				
Approvvigionamenti	5.092	4.597	495	10,8%
Prelievi da magazzino	30	(18)	48	n.s.
Autoconsumi /GNC	(15)	(14)	(1)	7,1%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	5.267	4.357	910	20,9%
TOTALE FONTI	10.374	8.922	1.452	16,3%
USI				
Usi <i>Business Unit</i> Mercato	1.585	1.659	(74)	(4,5%)
Usi termoelettrici	2.098	1.855	243	13,1%
Usi <i>Business Unit</i> Calore e Ambiente	101	104	(3)	(2,9%)
Grossisti	1.323	947	376	39,7%
Portafoglio di <i>Trading/Service</i>	5.267	4.357	910	20,9%
TOTALE USI	10.374	8.922	1.452	16,3%

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

Nell'esercizio in esame i volumi di gas venduti si attestano a 10.374 milioni di metri cubi, in aumento del 16,3% rispetto al 2017 (8.922 milioni di metri cubi).

Sono risultati in aumento soprattutto i volumi di gas venduti ai grossisti (+39,7%) e i volumi gestiti dal Portafoglio di *Trading* (+910 milioni di metri cubi), a seguito di un incremento delle attività di intermediazione. Le quantità vendute per usi termoelettrici sono aumentate del 13,1% per effetto dei maggiori consumi degli impianti a ciclo combinato dell'anno in corso, mentre in lieve calo risultano le quantità vendute alla *Business Unit* Mercato (-4,5%) e alle altre *Business Units* del Gruppo (-2,9%).

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
Ricavi	3.854	3.262	592	18,1%
Margine Operativo Lordo	370	356	14	3,9%
% su Ricavi	9,6%	10,9%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(293)	(161)	(132)	82,0%
Risultato Operativo Netto	77	195	(118)	(60,5%)
% su Ricavi	2,0%	6,0%		
Investimenti	57	64	(7)	(10,9%)
FTE	1.103	1.112	(9)	(0,8%)
Costo del personale	88	89	(1)	(1,1%)

I ricavi si sono attestati a 3.854 milioni di euro, in aumento di 592 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. All'incremento hanno contribuito le maggiori vendite di energia elettrica e di gas, l'aumento dei prezzi e i maggiori ricavi relativi ai Certificati Verdi.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Generazione e *Trading* è risultato pari a 370 milioni di euro, in incremento di 14 milioni di euro rispetto all'anno precedente, di cui 2 milioni relativi al Gruppo ACSM-AGAM.

Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+11 milioni di euro nel 2018 e +3 milioni di euro nel 2017) e delle variazioni di perimetro, il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in crescita di 5 milioni di euro.

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

Al risultato positivo della *Business Unit* hanno contribuito la vendita di tutta la posizione lunga di Certificati Verdi unitamente alla registrazione nel mese di maggio del contributo dei CV di Ampezzo, l'incremento delle produzioni idroelettriche e termoelettriche a ciclo combinato, l'aumento del prezzo dell'energia elettrica (+ 14% del *PUN baseload*) e l'apporto delle società neo-acquisite operanti nel settore fotovoltaico.

Tali effetti positivi sono stati parzialmente riassorbiti dagli impatti negativi derivanti dal minor apporto del mercato dei servizi del dispacciamento nell'ultimo trimestre del 2018 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e dal peggioramento di alcune variabili dello scenario energetico (gas e CO₂). Le elevate quotazioni del gas (+23% rispetto al 2017 del prezzo medio del gas al PSV) e l'aumento degli oneri ambientali (CO₂), hanno infatti comportato un notevole peggioramento, rispetto all'esercizio precedente, degli *spread* su MGP in particolare degli impianti a ciclo combinato (*Clean spark spread peakload* in contrazione del 60% rispetto al 2017). Il portafoglio gas, inoltre, ha registrato un significativo calo di marginalità a seguito dei maggiori costi di approvvigionamento.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 293 milioni di euro (161 milioni di euro al 31 dicembre 2017). L'incremento, pari a 132 milioni di euro, è attribuibile per 116 milioni di euro alla rilevazione nell'esercizio della svalutazione degli *assets* della centrale di Monfalcone e per la restante parte a maggiori ammortamenti relativi alle società neo-acquisite operanti nel settore fotovoltaico ed a maggiori accantonamenti a fondo rischi contabilizzati nel 2018.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 77 milioni di euro (195 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Nel 2018 gli Investimenti sono risultati pari a 57 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di manutenzione straordinaria presso i nuclei idroelettrici di Mese, Udine, Calabria e Valtellina per circa 15 milioni di euro, presso gli impianti termoelettrici a ciclo combinato per circa 13 milioni di euro, presso gli impianti a ciclo tradizionale di Monfalcone per 9 milioni di euro e di San Filippo del Mela per 2 milioni di euro. Si registrano inoltre interventi di sviluppo per 7 milioni di euro e adeguamenti a norme per 9 milioni di euro di cui 8 milioni di euro relativi all'impianto termoelettrico a ciclo combinato di Chivasso.

Nell'esercizio in esame le FTE del periodo risultano pari a 1.103 unità (1.112 FTE nell'anno precedente). La riduzione di 9 FTE è dovuta prevalentemente al trasferimento di risorse verso altre *Business Units* del Gruppo.

Business Unit Mercato

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

Dati quantitativi

	31 12 2018	31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
Vendite Energia Elettrica				
Vendite Energia Elettrica Mercato Libero (GWh)	9.192	6.455	2.737	42,4%
Vendite Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	1.634	1.834	(200)	(10,9%)
Totale Vendite Energia Elettrica (GWh)	10.826	8.289	2.537	30,6%
	31 12 2018	31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
POD Energia Elettrica				
POD Energia Elettrica Mercato Libero (#/1000)	569	431	138	32,0%
POD Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (#/1000)	566	623	(57)	(9,1%)
Totale POD Energia Elettrica (#/1000)	1.135	1.054	81	7,7%
	31 12 2018	31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
Vendite Gas				
Vendite Gas Mercato Libero (Mmc)	1.338	1.039	299	28,8%
Vendite Gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	587	590	(3)	(0,5%)
Totale Vendite Gas (Mmc)	1.925	1.629	296	18,2%
	31 12 2018	31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
PDR Gas				
PDR Gas Mercato Libero (#/1000)	633	447	186	41,6%
PDR Gas in regime di Maggior Tutela (#/1000)	878	851	27	3,2%
Totale PDR Gas (#/1000)	1.511	1.298	213	16,4%

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

Nell'esercizio in esame, la *Business Unit* Mercato ha registrato 10.826 GWh di vendite di energia elettrica, in crescita del 30,6% rispetto all'anno precedente (8.289 GWh) e 1.925 milioni di metri cubi di vendite gas (+18,2% rispetto al 2017). Il Gruppo ACSM-AGAM ha contribuito per 178 GWh all'aumento delle vendite elettricità e per 193 Mmc all'incremento delle vendite gas.

Sia nel settore elettrico che nel settore gas la crescita è riconducibile prevalentemente alle maggiori quantità vendute verso i grandi clienti del mercato libero che hanno più che compensato le minori vendite verso i clienti serviti in regime di tutela.

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
Ricavi	2.230	1.810	420	23,2%
Margine Operativo Lordo	206	216	(10)	(4,6%)
% su Ricavi	9,2%	11,9%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(37)	(29)	(8)	27,6%
Risultato Operativo Netto	169	187	(18)	(9,6%)
% su Ricavi	7,6%	10,3%		
Investimenti	21	11	10	90,9%
FTE	829	691	138	20,0%
Costo del personale	46	39	7	17,9%

I ricavi si sono attestati a 2.230 milioni di euro (1.810 milioni di euro al 31 dicembre 2017), in crescita del 23,2% a seguito delle maggiori quantità vendute, in particolare ai grandi clienti elettricità. Il secondo semestre dell'anno ha comportato un incremento dei ricavi per 124 milioni di euro a seguito del consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Mercato si è attestato a 206 milioni di euro, dei quali 30 milioni di euro relativi a partite non ricorrenti (+51 milioni di euro nel 2017) e 7 milioni di euro per il consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM.

Al netto delle partite non ricorrenti e delle variazioni di perimetro, il Margine Operativo Lordo Ordinario della *Business Unit* è cresciuto di 5 milioni di euro (+3% rispetto all'anno precedente). Nell'esercizio in esame si è registrato un incremento del margine di contribuzione dei segmenti elettricità e gas di circa 19 milioni di euro, grazie all'aumento del numero di clienti *mass market* (circa 190 mila rispetto alla fine del 2017 al netto del contributo di ACSM-AGAM) e ai maggiori volumi di vendita elettricità e gas ai grandi clienti del mercato libero. La crescita del settore *energy retail* è stata solo in parte compensata dai maggiori costi, prevalentemente di *marketing* e comunicazione esterna, a supporto delle attività di acquisizione dei nuovi clienti.

All'aumento del Margine Operativo Lordo ha, inoltre, contribuito per circa 2 milioni di euro il settore *New Energy Solutions* grazie all'attività di ottimizzazione del portafoglio dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 37 milioni di euro, di cui 7 milioni di euro relativi al Gruppo ACSM-AGAM (29 milioni di euro nel 2017).

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 169 milioni di euro (187 milioni di euro nell'anno precedente).

Nel periodo in esame gli Investimenti della *Business Unit* si sono attestati a circa 21 milioni di euro, di cui 3 milioni relativi al Gruppo ACSM-AGAM. In particolare, hanno riguardato per circa 14 milioni di euro il comparto *energy retail*, prevalentemente per gli interventi di manutenzione evolutiva e di sviluppo sulle piattaforme *Hardware* e *Software*, per circa 5 milioni di euro per nuovi progetti di sviluppo del comparto illuminazione pubblica e per 2 milioni di euro progetti per il miglioramento della mobilità (*e-moving*) e l'efficienza energetica del comparto *New Energy Solutions*.

Nel 2018 si è registrato, al netto di 104 unità del Gruppo ACSM-AGAM, un incremento di 34 FTE rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. L'aumento è riconducibile in parte al consolidamento integrale della società LumEnergia S.p.A. e al trasferimento di risorse da altre *Business Units* e in parte a maggiori assunzioni per il potenziamento di alcune aree di attività, in coerenza con gli obiettivi di sviluppo della *Business Unit* Mercato.

Business Unit Ambiente

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

Dati quantitativi

	31 12 2018	31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
Rifiuti raccolti (Kton)	1.671	1.605	66	4,1%
Residenti serviti (#/1000)	3.530	3.549	(19)	(0,5%)
Rifiuti smaltiti (Kton)	3.547	3.360	187	5,6%
Energia elettrica venduta (GWh)	1.807	1.772	35	2,0%
Calore ceduto (GWht) *	1.419	1.363	56	4,1%

(*) Quantità rilevate a bocca di centrale.

Nel 2018 le quantità di rifiuti raccolti, pari a 1.671 migliaia di tonnellate, risultano in crescita (+4,1%) rispetto al 2017 grazie all’apporto dei nuovi Comuni acquisiti nel 2018 e negli ultimi mesi dell’anno precedente e al contributo del Gruppo ACSM-AGAM.

Le quantità di rifiuti smaltiti, pari a 3.547 migliaia di tonnellate, evidenziano un aumento (+5,6%) rispetto al 2017 riconducibile, oltre che all’apporto del Gruppo ACSM-AGAM, alle maggiori quantità smaltite negli impianti di termovalorizzazione di Silla 2 e Parona e in alcuni impianti di trattamento e recupero di proprietà del Gruppo, Tali smaltimenti hanno più che compensato i minori conferimenti nelle discariche, alcune delle quali hanno raggiunto il livello di saturazione nell’arco dell’anno.

In crescita nell’esercizio in esame risultano sia le quantità di calore ceduto (+4,1%), a seguito delle maggiori quantità richieste dal comparto teleriscaldamento, sia le vendite di energia elettrica (+ 2%)

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
Ricavi	1.022	980	42	4,3%
Margine Operativo Lordo	268	261	7	2,7%
% su Ricavi	26,2%	26,6%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(87)	(99)	12	(12,1%)
Risultato Operativo Netto	181	162	19	11,7%
% su Ricavi	17,7%	16,5%		
Investimenti	105	107	(2)	(1,9%)
FTE	5.913	5.769	144	2,5%
Costo del personale	304	298	6	2,0%

Nel corso dell’esercizio la *Business Unit* Ambiente ha registrato ricavi per 1.022 milioni di euro (980 milioni di euro al 31 dicembre 2017), in aumento di 42 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente. Il consolidamento del nuovo Gruppo ACSM-AGAM ha contribuito per 16 milioni di euro alla crescita dei ricavi della *Business Unit*.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Ambiente è risultato pari a 268 milioni di euro (261 milioni di euro al 31 dicembre 2017), di cui 3 milioni di euro relativi al nuovo Gruppo ACSM-AGAM

Al netto delle partite non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+10 milioni di euro nel 2017; -1 milione di euro nel 2018) e delle variazioni di perimetro, il Margine Operativo Lordo Ordinario della *Business Unit* risulta in crescita di 17 milioni di euro (+7%).

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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

Hanno contribuito positivamente al risultato dell'anno sia la gestione degli impianti di termovalorizzazione, grazie ai maggiori ricavi da vendita di energia, alle maggiori quantità smaltite ed in particolare alla positiva dinamica dei prezzi di conferimento dei rifiuti assimilabili agli urbani, sia la gestione degli impianti di trattamento industriali (WTE di Filago e maggiori ricavi da conferimenti presso la discarica di lotti inertizzati di Corteolona). Tali effetti hanno più che compensato la minore marginalità registrata nel segmento della raccolta a seguito dei minori ricavi da carta da riciclo per la contrazione dei prezzi di vendita e dei maggiori oneri di smaltimento dei rifiuti raccolti (multi-materiali e ingombranti).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 87 milioni di euro (99 milioni di euro al 31 dicembre 2017). La variazione è dovuta ai rilasci di eccedenze di fondi cause fiscali registrati nell'anno in corso.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 181 milioni di euro (162 milioni di euro nell'anno precedente).

Gli Investimenti del 2018 si sono attestati a 105 milioni di euro, di cui 2 milioni di euro relativi al Gruppo ACSM-AGAM e hanno riguardato principalmente interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di termovalorizzazione (38 milioni di euro), degli impianti di trattamento e delle discariche (33 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, nonché altri interventi di ristrutturazione degli edifici aziendali e la manutenzione di sistemi operativi relativi al comparto raccolta per complessivi 34 milioni di euro.

L'aumento di 144 FTE è riconducibile a variazioni di perimetro intervenute nei due esercizi di confronto (-78 FTE per il deconsolidamento del Gruppo Aspem e +194 FTE per il contestuale consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM), alla vincita di nuove gare o ampliamento dei servizi per la raccolta e l'igiene urbana, al trasferimento di risorse verso altre *Business Units*, nonché ad assunzioni per la sostituzione di dipendenti cessati nell'esercizio precedente e per il potenziamento di alcune strutture che svolgono attività di trattamento rifiuti.

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 2018	31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
Energia Elettrica distribuita (GWh)	11.913	11.590	323	2,8%
Gas distribuito (Mmc)	2.745	2.480	265	10,7%
Gas trasportato (Mmc)	372	370	2	0,5%
Acqua distribuita (Mmc)	72	69	3	4,3%
RAB Energia Elettrica (M€) ⁽¹⁾	646	649	(3)	(0,5%)
RAB Gas (M€) ⁽²⁾	1.395	1.171	224	19,1%

- (1) Stima A2A.
(2) Dati provvisori, sottostanti al calcolo dei ricavi ammessi di competenza del periodo.

L'energia elettrica distribuita è risultata pari a 11.913 GWh e le quantità di gas distribuito si sono attestate a 2.745 Mmc, in crescita rispettivamente del 2,8% e del 10,7% rispetto alle quantità dell'anno precedente.

L'acqua distribuita è risultata pari a 72 Mmc (69 Mmc nel 2017), in aumento rispetto alle quantità distribuite nell'anno precedente a seguito del consolidamento dei volumi distribuiti dal nuovo Gruppo ACSM-AGAM

Dati quantitativi - Calore

Gwh _t	31 12 2018	31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
FONTI				
Impianti di:	1.350	1.324	26	2,0%
- Lamarmora	447	467	(20)	(4,3%)
- Famagosta	104	100	4	4,0%
- Tecnocity	66	69	(3)	(4,3%)
- Altri impianti	733	688	45	6,5%
Acquisti da:	1.880	1.809	71	3,9%
- Terzi	437	421	16	3,8%
- Altre <i>Business Units</i>	1.443	1.388	55	4,0%
TOTALE FONTI	3.230	3.133	97	3,1%
USI				
Vendite ai clienti finali	2.768	2.682	86	3,2%
Perdite di distribuzione	462	451	11	2,4%
TOTALE USI	3.230	3.133	97	3,1%

- 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* del 2018 si sono attestate a 2.768 GWh_t, in aumento del 3,2% rispetto al 2017. L'incremento di 86 GWh_t è riconducibile allo sviluppo commerciale, oltre che alle variazioni di perimetro derivanti dal consolidamento di ACSM-AGAM.

Lettera agli Azionisti
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> Mercato
<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

Dati economici

milioni di euro	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
Ricavi	1.110	960	150	15,6%
Margine Operativo Lordo	410	391	19	4,9%
% su Ricavi	36,9%	40,7%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(200)	(180)	(20)	11,1%
Risultato Operativo Netto	210	211	(1)	(0,5%)
% su Ricavi	18,9%	22,0%		
Investimenti	275	229	46	20,1%
FTE	2.658	2.299	359	15,6%
Costo del personale	102	98	4	4,1%

I ricavi dell'esercizio della *Business Unit* Reti e Calore si sono attestati a 1.110 milioni di euro (960 milioni di euro al 31 dicembre 2017). La crescita dei ricavi è riconducibile prevalentemente ai maggiori ricavi relativi alle vendite di calore e ai contributi tariffari riconosciuti ai distributori per l'annullamento degli obblighi di risparmio energetico (TEE), nonché all'apporto del Gruppo ACSM-AGAM pari a 61 milioni di euro.

Il Margine Operativo Lordo della *Business Unit* Reti e Calore è risultato pari a 410 milioni di euro (391 milioni di euro al 31 dicembre 2017). Il consolidamento di ACSM-AGAM ha contribuito per 26 milioni di euro.

Al netto delle partite non ricorrenti (+4 milioni di euro nel 2017 e +3 milioni di euro nel 2018) e delle variazioni di perimetro, la *Business Unit* Reti e Calore registra un calo di 2 milioni di euro del Margine Operativo Lordo Ordinario (-1% rispetto all'anno precedente): gli effetti positivi derivanti dall'aumento dei ricavi ammessi per la distribuzione gas, dall'incremento delle tariffe del settore idrico deliberate dall'Autorità di regolazione e dalla maggiore marginalità registrata dal settore teleriscaldamento pur penalizzato dai crescenti costi della CO2, hanno compensato la riduzione dei ricavi ammessi per la distribuzione elettricità e delle altre tipologie di ricavo per la distribuzione gas.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 200 milioni di euro (180 milioni di euro nell'anno precedente), di cui 8 milioni relativi al Gruppo ACSM-AGAM. L'ulteriore differenza è riconducibile in parte a maggiori ammortamenti ed in parte alla maggiore svalutazione dell'avviamento delle reti elettriche a seguito dell'*Impairment Test*, rispetto a quella rilevata nell'anno precedente.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 210 milioni di euro, sostanzialmente in linea con l'anno precedente.

Gli Investimenti dell'esercizio in esame sono risultati pari a 275 milioni di euro, di cui 14 milioni di euro relativi al Gruppo ACSM-AGAM 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 (81 milioni di euro);
- nel comparto distribuzione gas, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti relativi all'allacciamento di nuovi utenti, alla sostituzione di tubazioni in media e bassa pressione e dei contatori e *smart meter* gas (94 milioni di euro);
- nel comparto ciclo idrico integrato, interventi sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione (51 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.

Nel 2018 le FTE si attestano a 2.658 unità (+359 FTE rispetto al 2017). La variazione è dovuta sia a variazioni di perimetro intervenute nei due esercizi di confronto (principalmente riconducibili al deconsolidamento del Gruppo Aspem per -53 FTE e al consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM per +376 FTE), sia alle assunzioni effettuate per investimenti previsti nelle società della *Business Unit* e per la sostituzione di personale cessato nell'anno precedente e non sostituito contestualmente.

Lettera agli
Azionisti

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
Mercato*

*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 Estero

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
Ricavi	8	1	7	n.s.
Margine Operativo Lordo	-	(2)	2	n.s.
% su Ricavi	-	n.s.		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	-	-	-	n.s.
Risultato Operativo Netto	-	(2)	2	n.s.
% su Ricavi	-	n.s.		
Investimenti	-	-	-	n.s.
FTE	14	12	2	16,7%
Costo del personale	1	1	-	0,0%

I ricavi della *Business Unit Estero* al 31 dicembre 2018 risultano pari a 8 milioni di euro e sono relativi alla realizzazione di impianti di trattamento rifiuti ad alta tecnologia.

Il Margine Operativo Lordo e il Risultato Operativo Netto risultano pressoché nulli (negativi per 2 milione di euro nell'anno precedente).

Nell'esercizio in esame le FTE risultano pari a 14 unità (12 FTE nel 2017).

A2A Smart City

Dati economici

<i>milioni di euro</i>	01 01 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
Ricavi	53	30	23	76,7%
Margine Operativo Lordo	11	7	4	57,1%
% su Ricavi	20,8%	23,3%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(5)	(2)	(3)	n.s.
Risultato Operativo Netto	6	5	1	20,0%
% su Ricavi	11,3%	16,7%		
Investimenti	11	10	1	10,0%
FTE	148	77	71	92,2%
Costo del personale	9	5	4	80,0%

Nel 2018, i ricavi della società A2A Smart City S.p.A. sono risultati pari a 53 milioni di euro, in aumento di 23 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente sia per l'apporto di Linea Com S.r.l. – società operante nel settore delle telecomunicazioni del Gruppo LGH incorporata in A2A Smart City a partire da febbraio 2018 – sia per l'ampliamento dei servizi offerti alle altre società del Gruppo e agli operatori terzi.

Il Margine Operativo Lordo si attesta a 11 milioni di euro in aumento di circa 4 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. L'incremento di marginalità è riconducibile prevalentemente ai progetti – avviati nel secondo semestre 2017 – di realizzazione di infrastrutture per la posa di cavi in fibra ottica soprattutto nel Comune di Brescia.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 5 milioni di euro (2 milioni di euro nel 2017).

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto risulta pari a 6 milioni di euro (5 milioni di euro nell'anno precedente).

Gli Investimenti del periodo, pari a 11 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente ad interventi sulle reti di telecomunicazione.

L'incremento di 71 FTE rispetto al 2017 è riconducibile principalmente all'inserimento di risorse per il trasferimento di attività da altre *Business Units* del Gruppo (Linea Com S.r.l. da *Corporate* LGH).

Lettera agli Azionisti

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 Mercato

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 2018 31 12 2018	01 01 2017 31 12 2017	VARIAZIONE	% 2018/2017
Ricavi	220	203	17	8,4%
Margine Operativo Lordo	(34)	(30)	(4)	13,3%
% su Ricavi	(15,5%)	(14,8%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(21)	(18)	(3)	16,7%
Risultato Operativo Netto	(55)	(48)	(7)	14,6%
% su Ricavi	(25,0%)	(23,6%)		
Investimenti	31	29	2	6,9%
FTE	1.353	1.199	154	12,8%
Costo del personale	115	105	10	9,5%

Il Margine Operativo Lordo, corrispondente ai costi di struttura della *Corporate* non riaddebitati alle diverse società del Gruppo, si attesta nel 2018 a -34 milioni di euro, di cui -6 milioni relativi al Gruppo ACSM-AGAM (-30 milioni di euro nell'anno precedente).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 21 milioni di euro (18 milioni di euro nell'anno precedente), di cui 4 milioni di euro relativi al Gruppo ACSM-AGAM.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 55 milioni di euro (negativo per 48 milioni di euro nel 2017).

Gli Investimenti dell'esercizio sono pari a 31 milioni di euro, di cui 2 milioni di euro relativi al Gruppo ACSM-AGAM e si riferiscono prevalentemente ad interventi sui sistemi informativi.

Nel 2018 le FTE si attestano a 1.353 unità (+154 FTE rispetto al 2017). Al netto delle variazioni di perimetro (deconsolidamento del Gruppo Aspem per -17 FTE e contestuale consolidamento del Gruppo ACSM-AGAM per +180 FTE,) e del trasferimento di attività verso e dalle altre *Business Units* del Gruppo, si registra un aumento di 32 FTE rispetto al 2017, riconducibile al potenziamento dell'attività di alcune Direzioni della *Corporate*.



6

Rischi
e incertezze

Rischi e incertezze

Il Gruppo A2A si è dotato di un processo di *assessment* e *reporting* dei rischi ispirato alla metodologia dell'*Enterprise Risk Management* del *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (CoSO report), alle *best practice* in ambito *Risk Management* ed in *compliance* con il Codice di Autodisciplina della 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 Gruppo ha inoltre implementato una specifica procedura che definisce in dettaglio ruoli, responsabilità e metodologie per il processo di *Enterprise Risk Management* (ERM).

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 della *Management* e delle strutture aziendali relativamente alle tematiche di gestione del rischio, anche attraverso specifico supporto formativo fornito da *Group Risk Management*.

Il processo ERM supporta anche le certificazioni ISO9001 e ISO14001 del Gruppo.

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;
- *information technology*.

Rischio cambiamenti normativi e regolatori

Il Gruppo A2A opera in settori fortemente regolamentati siano essi gestiti in regime di monopolio naturale (quali le infrastrutture di distribuzione e di trasporto dell'energia elettrica e del 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 un’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 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 semestralmente o la *Regulatory Agenda* redatta in occasione del *Budget/Piano*), al fine di considerare i potenziali impatti della regolazione sulle società.

La struttura organizzativa presidia, da gennaio 2017, anche il rischio regolatorio per il Gruppo LGH al fine di monitorarne e gestirne in modo coordinato gli impatti.

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

- le norme che disciplinano le concessioni idroelettriche di grande derivazione a seguito del recente emendamento in sede di conversione in legge del DL Semplificazione;
- l’implementazione della disciplina del *capacity market* che ha ottenuto il via libera dalla DG *Competition* in data 7 febbraio 2018 e di cui si è in attesa del decreto di approvazione da parte del Ministro dello Sviluppo Economico;
- le gare inerenti l’affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas;
- la PdL in discussione attualmente alla Commissione Ambiente della Camera recante “*Disposizioni in materia di gestione pubblica e partecipata del ciclo integrale delle acque*” per gli impatti che - se approvata - potrà avere sul servizio idrico integrato;
- 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 per i soli aspetti inerenti la qualità commerciale e tecnica;
- gli impatti sul settore dei rifiuti che potranno avere i primi provvedimenti di ARERA a valle del conferimento di poteri di regolazione e controllo susseguenti alla Legge di Bilancio 2018;
- 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 2020.

Per una trattazione più dettagliata di questi rischi si rimanda alla sezione “Evoluzione della regolazione ed impatti sulle *Business Units* del Gruppo A2A”.

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.

Lettera agli Azionisti

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

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

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

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

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

Rischio di 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. Inoltre, 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, conferma il *trend* moderatamente positivo, con riferimento ad un quadro economico complessivo e ad un contesto energetico nazionale ed internazionale ancora favorevole. Permane comunque il rischio che tale *trend* possa interrompersi o essere soggetto ad una inversione di tendenza, con importanti riflessi di natura economica anche in combinazione con la possibile mancata ovvero ritardata implementazione della disciplina del *capacity market* a livello nazionale. 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 e programmi di contenimento dei costi strutturali.

Inoltre è stata implementata una 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. Sempre con riferimento all'ambito della generazione di energia elettrica, si evidenzia l'evoluzione della tematica di rischio relativa all'affidamento delle concessioni idroelettriche di grande derivazione collegata alla conversione in legge del cosiddetto "DL Semplificazioni" e relativi criteri nonché alla definizione di costi incrementalmente per i concessionari rispetto all'attuale disciplina.

Per quanto riguarda la *Business Unit* Ambiente e la *Business Unit* Reti e Calore si conferma la tematica relativa ai rapporti con alcuni portatori di interesse riferita alla futura realizzazione di nuovi impianti, all'ampliamento di quelli esistenti ovvero alla erogazione di servizi su nuovi territori. Con specifico riferimento agli impianti di termovalorizzazione, di recupero dei rifiuti e di depurazione dei reflui, per effetto da un lato della crescente estremizzazione del dibattito pubblico a livello locale e nazionale sulla necessità di detti impianti e dall'altro 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 sullo svolgimento delle attività in essere e sulla realizzazione dei programmi di sviluppo.

A presidio delle tematiche il Gruppo attua un'attività di dialogo costante con le comunità locali, con gli Enti e le Autorità 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 qualità dei servizi erogati, anche nell'ottica della prosecuzione nell'affidamento delle proprie attività nei territori già serviti e nell'aggiudicazione delle gare bandite per i medesimi servizi in nuovi ambiti territoriali; per mantenere e sviluppare il posizionamento sul mercato di detti servizi e di conseguenza conservare ed espandere il *business* societario sono state potenziate le strutture organizzative dedicate al costante monitoraggio delle opportunità e ad una efficace ed efficiente gestione delle gare.

Infine, con riferimento alla tematica precedentemente segnalata e relativa ai potenziali impatti sulla redditività dell'impianto di Acerra alla conclusione del regime tariffario CIP6, si evidenzia come le azioni di mitigazione poste in essere abbiano portato alla sottoscrizione di nuovi contratti con Regione Campania per il termovalorizzatore di Acerra e con Città Metropolitana per lo STIR di Caivano (firmati rispettivamente il 7 novembre e il 15 novembre 2018) a garanzia dei ricavi dell'impianto.

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 sui tempi e sulle condizioni di uscita sono ancora in corso. I possibili effetti economici della "Brexit" sull'Unione Europea si potrebbero concretizzare in una sensibile contrazione della crescita per il Regno Unito, 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.

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 compromettere 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. La cessione delle quote, sulla base degli ultimi accordi presi con il Governo del Montenegro, è prevista concludersi con il pagamento delle ultime rate entro il luglio 2019. 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.

Lettera agli Azionisti
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

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 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 procedure e 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, declinato a livello di sito. Un software dedicato, inoltre, supporta l'effettuazione dei controlli e, in generale, la corretta movimentazione dei rifiuti. 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 ammoramento, manutenzioni straordinarie finalizzate all'incremento della affidabilità dei macchinari nonché 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 per effetto di eventuali scioperi del personale o di eventi meteorologici eccezionali 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 per 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 e l'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 ad 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 conseguenti 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. Inoltre si evidenzia la tematica di rischio collegata all'accoglimento, da parte del TAR di Lecce, del ricorso del Comune di Grottaglie contro Provincia, Regione e la società Linea Ambiente S.r.l. per l'annullamento dell'autorizzazione ad ampliare la discarica di rifiuti in località Torre Caprarica: con effetto immediato sono cessati i conferimenti di rifiuti in discarica ed il Gruppo A2A ha impugnato la sentenza innanzi al Consiglio di Stato al fine di ripristinare l'operatività del sito.

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 e Calore 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 conseguente miglioramento del funzionamento 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 stati effettuati interventi 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 presso le sedi, gli impianti o le infrastrutture ICT, con potenziali ripercussioni sul corretto svolgimento delle attività di esercizio e sulla sicurezza del personale operativo, dei terzi non autorizzati, dei siti e dell'ambiente circostante. 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

Lettera agli Azionisti
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

di vigilanza. Sono in fase di valutazione, ed in parte già realizzati, ulteriori interventi quali progetti di uniformazione dei sistemi di registrazione degli accessi presso sedi ed impianti, 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. Per quanto riguarda gli accessi ai CED (Centri Elaborazione Dati) sono state effettuate verifiche sull'efficacia degli attuali sistemi di controllo e riviste le modalità di rilascio delle autorizzazioni. Le iniziative sopraelencate sono coordinate dalla struttura organizzativa *Group Security*, che è preposta al coordinamento degli 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 residui, il Gruppo ha stipulato polizze assicurative a copertura dei danni diretti e indiretti che potrebbero manifestarsi. Nell'ambito del contratto assicurativo vengono condotti periodicamente (ogni 3 anni) sopralluoghi sugli impianti e raccomandati/verificati interventi di miglioramento della sicurezza degli *asset* e di *loss prevention*. Le condizioni contrattuali che caratterizzano le polizze assicurative sono state oggetto di revisione in coerenza con le modalità di funzionamento degli impianti e con le condizioni dei mercati dell'energia.

Rischio variazioni climatiche

I rischi collegati alle variazioni climatiche fanno riferimento alla possibilità che le produzioni ed i consumi di prodotti (energia elettrica, gas per riscaldamento) e servizi (teleriscaldamento, 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* Mercato, 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. Infine, si rileva l'impiego di innovativi sistemi di *forecasting* nonché l'avvio di progetti pilota per la copertura dal rischio climatico (*weather derivatives*) per l'ambito del teleriscaldamento. Con riferimento al Servizio Idrico Integrato, sussiste anche il rischio legato alla scarsità della risorsa idrica destinata alla distribuzione di acqua potabile in caso di stagioni particolarmente siccitose, con conseguenti ricadute negative di carattere prevalentemente reputazionale; per garantire l'erogazione del servizio in maniera continuativa, il Gruppo A2A monitora e mappa le perdite dagli acquedotti per individuare la priorità degli interventi, ha commissionato studi per migliorare l'interconnessione degli acquedotti e sta collaborando con l'Università di Brescia per lo studio e l'applicazione del "*Water Safety Plan*", progetto per garantire sistematicamente la sicurezza di un sistema idropotabile, la qualità delle acque fornite e la protezione della salute dei consumatori.

Il Gruppo A2A monitora anche il rischio conseguente alla mancanza di specifici ed adeguati piani di *contingency* per gestire in maniera tempestiva le conseguenze di fenomeni estremi quali frane, inondazioni o altri eventi naturali non prevedibili; la tematica è mitigata dalla presenza di procedure di emergenza a livello di impianto che, per gli impianti idroelettrici, sono redatti anche in adempimento ai documenti della Protezione civile emessi dalle Prefetture. Infine, occorre considerare che detti fenomeni naturali estremi potrebbero anche non interessare direttamente gli impianti del Gruppo ma, comunque, interferire con ulteriori infrastrutture dei sistemi idraulici (canali, dighe, condotte) od elettrici (linee in alta tensione di Terna).

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 una maggiore comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse a cui è soggetto il Gruppo annualmente al 31 dicembre viene condotta un’analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse. Nella sezione “Altre Informazioni/Rischio di tasso di interesse” della Relazione finanziaria consolidata sono illustrati gli effetti sulla variazione del *fair value* dei derivati conseguente ad una variazione della curva *forward* dei tassi di interesse di +/- 50 bps.

Rischio credito

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

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

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

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 2018 il Gruppo ha contrattualizzato linee di credito *revolving committed* per 540 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 624 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.

Lettera agli Azionisti

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

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*” della Relazione finanziaria consolidata sono illustrati nel dettaglio tali rischi relativi al Gruppo A2A. Nella medesima sezione sono inoltre elencati i finanziamenti che contengono *covenants* finanziari. In ogni caso al 31 dicembre 2018 non vi è 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 di scarico degli impianti di produzione di energia e di trattamento rifiuti, sistemi di misurazione continua e 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 reflue urbane 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 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.

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 e ha adottato linee guida interne per il controllo dei rifiuti recepite poi con apposite procedure a livello di impianto; inoltre ha avviato la ricerca e la sperimentazione di sistemi di monitoraggio delle emissioni in linea con le migliori tecnologie disponibili per la misura in continuo dei microinquinanti, e utilizza 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. Altri possibili eventi esterni riguardano gli scarichi anomali di inquinanti nelle fognature pubbliche che convogliano agli impianti di depurazione del Gruppo; per intercettare tempestivamente e gestire eventuali picchi di concentrazione di inquinanti, è stato avviato un programma di potenziamento delle stazioni di analisi dei reflui che transitano nelle pubbliche fognature prima dell'ingresso agli impianti di depurazione.

Viene posta particolare attenzione al rischio di incendi presso i siti di deposito dei rifiuti e dei materiali di scarto, quali le riciclerie e le piattaforme ecologiche: la tematica è gestita sia nell'ambito della *security* e della prevenzione degli accessi non autorizzati sia mediante la realizzazione, presso i principali siti, di misure di prevenzione aggiuntive rispetto a quanto indicato nel certificato di prevenzione incendi.

Nell'ambito della distribuzione del gas e dell'elettricità, si evidenzia un corpo procedurale focalizzato sui controlli inerenti la gestione del materiale escavato derivante da cantieri sulle reti, la definizione di *check list* sugli aspetti ambientali, il monitoraggio dell'attività degli appaltatori in ottemperanza a quanto previsto dalle Linee Guida aziendali, specifici programmi di formazione per il personale operativo presso le sedi provviste di deposito temporaneo a presidio di potenziali rischi conseguenti ad una non ottimale gestione dei rifiuti prodotti direttamente dalle attività proprie e indirettamente dalle attività dei propri appaltatori.

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 e cura la pubblicazione di specifica reportistica. Il Gruppo è anche 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 è stata assunta dalle modifiche delle norme alla base della classificazione dei residui della combustione dei rifiuti nei termovalorizzatori (scorie recuperate dai fondi delle caldaie). Per gestire tale tema il Gruppo ha adottato 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, ARPA, ecc.), nonché di partecipazione attiva ad associazioni di categoria e a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti, che hanno portato a condividere i risultati delle sperimentazioni effettuate dal Gruppo e le metodologie di campionamento, analisi e classificazione dei residui eliminando molte delle incertezze associate al tema.

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, il Gruppo ha partecipato e partecipa ai tavoli di lavoro per la definizione dei BREF (*Best Available Techniques Reference Document*) quali ad esempio quelli per gli LCP (*Large Combustion Plants*), per il *Waste Treatment* e per il *Waste Incineration*.

Il Gruppo tiene monitorata anche la giurisprudenza in campo ambientale al fine di adottare un approccio preventivo e cautelativo per quegli ambiti in cui la normativa ambientale non è univocamente definita. In tale quadro sono state valutate le possibili conseguenze, dirette ed indirette, sul *business*

Lettera agli Azionisti
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

della recente sentenza emanata nei confronti di altro operatore nell'ambito della disciplina relativa all'*End of Waste*.

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 stato completato per la capogruppo e per le principali società ed è in fase di progressiva estensione presso tutte le società del Gruppo nonché quelle di recente costituzione e/o acquisizione.

A copertura del rischio ambientale residuale, il Gruppo A2A ha stipulato un'assicurazione contro i danni da inquinamento, sia di tipo accidentale che graduale cioè 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 anche 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 razionalizzazione e rinnovamento delle piattaforme esistenti. Lo sviluppo ed efficientamento del complesso dei sistemi informativi utilizzati dal Gruppo verranno infine ulteriormente perseguiti attraverso la progressiva attuazione di un piano strategico architetturale pluriennale e periodicamente aggiornato.

Il Gruppo, oltre a definire contratti di affidamento in *outsourcing* dei servizi ICT che prevedono *service level agreement* predefiniti, ha messo a punto un processo per garantire la continuità operativa, anche in caso di indisponibilità di uno dei due CED (Centro Elaborazione Dati), di alcuni sistemi di particolare rilevanza per il *business*. 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 e che è in corso la valutazione delle vulnerabilità e relativo piano di *remediation* per gli applicativi più critici. 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; nell'ambito di tale progetto, assume particolare rilievo l'attività di valutazione e successiva implementazione di soluzioni, tra loro alternative, di miglioramento infrastrutturale del CED di Brescia, con l'obiettivo di incrementare ulteriormente i livelli di affidabilità e continuità di erogazione dei servizi ICT.

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 previste per il biennio 2016/2017. 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 inoltre ultimato, in ambito ICT di Gruppo, un *audit* finalizzato ad identificare le principali caratteristiche e potenziali criticità degli attuali 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; le evidenze di tale studio hanno portato alla definizione di un piano di sviluppo per un nuovo modello di *governance* di tali sistemi, nonché alla pianificazione delle attività di realizzazione di un SOC (*Security Operation Center*) per il monitoraggio dei sistemi di controllo dei processi degli impianti ed infrastrutture a rete.

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, a partire dall'esercizio precedente, 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 l'avvenuto conferimento della controllata Linea Com S.r.l. in A2A Smart City S.p.A. è stato 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 (emanata anche nell'ambito del Sistema di Gestione della salute e della sicurezza dei lavoratori a norma 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 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.

Il presidio organizzativo, 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 definiti ed attuati piani di formazione obbligatoria specifica per ogni ruolo e incarico aziendale. 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 è attivo il sistema 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 sistema sono predisposti specifici strumenti di analisi e *reporting* relativi alle risultanze delle attività di sorveglianza sanitaria.

Lettera agli Azionisti

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

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 morosità, 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.

Inoltre, i rischi di salute e sicurezza per il Gruppo A2A assumono una connotazione estensiva con il possibile coinvolgimento di terzi (personale delle ditte appaltatrici, utenti, cittadini, ecc.) in collegamento alla natura e alle modalità di effettuazione di diversi *business* operati dalle Società del Gruppo; si fa riferimento, ad esempio, ad eventuali incidenti nell'ambito della gestione degli impianti semaforici e di pubblica illuminazione, della gestione delle reti di distribuzione dell'elettricità e del gas anche con riferimento agli aspetti di interferenza dei relativi cantieri con il tessuto urbano di riferimento, alla raccolta dei rifiuti e allo spazzamento delle strade che prevede l'impiego di mezzi stradali anche di grosse dimensioni.

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. Per quanto attiene la sicurezza stradale per gli automezzi che svolgono le attività di raccolta e igiene urbana, si evidenziano attività di formazione e sensibilizzazione del personale deputato alla guida dei mezzi, e si sta valutando l'adozione di sistemi tecnologici per il controllo da remoto e la limitazione della velocità dei veicoli.



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. Un ruolo di ulteriore traino a questa tendenza lo sta svolgendo l'Agenda ONU al 2030, con i suoi 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile.

A2A, nell'aprile del 2016, ha ridisegnato la propria strategia di sostenibilità alla luce delle priorità dell'Agenda ONU, definendo una Politica di Sostenibilità fondata su 4 pilastri: economia circolare, decarbonizzazione, *smartness* nelle reti e nei servizi e *people innovation*. A distanza di due anni, il Consiglio di Amministrazione, supportato dall'attività istruttoria del Comitato per la Sostenibilità e il Territorio ha voluto ribadire gli impegni al 2030 e approvare – nella seduta del 20 marzo 2018 – un nuovo piano quinquennale di sostenibilità, con un set di obiettivi operativi, connessi e integrati con le attività del Gruppo, riferiti ad un orizzonte temporale e ad un perimetro coerenti con il nuovo Piano Industriale.

Il 27 aprile 2018 è stato presentato all'Assemblea degli azionisti di A2A il secondo Bilancio Integrato del Gruppo, che si è configurato anche come la prima 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 documento è stato redatto prendendo a riferimento l'*Integrated Reporting Framework* (IR Framework), delineato dall'*International Integrated Reporting Council* (IIRC), oltreché i GRI Standards del *Global Reporting Initiative* (GRI) e, per alcuni indicatori, si attiene al GRI G4 *Electric Utilities Sector Supplement*.

Nel documento è stato inserito anche il monitoraggio del Piano di Sostenibilità, dal quale è emerso che il Gruppo sta lavorando nella giusta direzione per raggiungere gli sfidanti obiettivi prefissati sia al 2022 sia al 2030. Dal mese di luglio A2A è inclusa nei FTSE4Good Index Series, la serie di indici etici concepiti per misurare le *performance* di sostenibilità (ESG) delle aziende, sui principali mercati mondiali. Si tratta di un traguardo molto importante per il Gruppo, che sta lavorando intensamente per trasformare il proprio *business*, all'interno di una cornice di Sostenibilità, che rappresenta il principio ispiratore del proprio sviluppo. Da tempo, infatti, la sostenibilità dell'operato di un'impresa è divenuta uno dei criteri di valutazione più importanti che il mondo della finanza adotta per acquisire o vendere titoli sul mercato. Gli indici, creati dal FTSE Russell (*Provider* controllato dalla *London Stock Exchange*), sono utilizzati da un'ampia varietà di investitori per creare e valutare fondi di investimento responsabili e altri prodotti correlati.

La rendicontazione delle *performance* di sostenibilità è proseguita anche a livello territoriale. In particolare, nel 2018, sono stati pubblicati, e presentati in eventi pubblici, i Bilanci di Sostenibilità 2017 di Milano, Brescia, Bergamo, Valtellina-Valchiavenna, Friuli Venezia Giulia e Piemonte. I documenti contengono una descrizione del contributo al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile dell'ONU con riferimento al territorio e, per rendere il racconto ancor più efficace e di immediata comprensione, è stata adottata una formula differente rispetto al passato, puntando sul *web*. In tal senso, all'interno della piattaforma www.forumascoltoa2a.eu è stata creata una sezione dedicata, nella quale è possibile approfondire le *performance* del Gruppo sui diversi territori, oltre che ripercorrere le informazioni e i progetti che A2A ha realizzato nel 2018.

Nell'ambito del programma di ascolto degli *stakeholder*, denominato forumAscolto, è proseguito l'impegno nella realizzazione dei progetti selezionati a valle del forum di Milano, svoltosi a gennaio del 2017. In particolare:

- Decoro Urbano: a novembre 2018 è partita la campagna di sensibilizzazione rivolta ai padroni dei cani e a tutti i cittadini di Milano, dal titolo "VERI AMICI?". A supporto di questa attività è in fase di completamento l'installazione nelle aree cani di nuovi cestini con *dispenser* gratuito di sacchetti e posacenere.
- Spreco alimentare: con il supporto di A2A e AMSA, in 10 mercati comunali scoperti, è stata allestita la «Bancarella di Recup», dove la frutta, la verdura e il pane invenduti sono donati a chi ha bisogno.
- Illuminazione pubblica e municipi: è in corso di realizzazione un piano di 149 interventi di illuminazione pubblica (sostituzioni e ampliamento torri faro) per un investimento complessivo di 15 milioni di euro.

- *Smart mobility*: è stata realizzata l'app per *smartphone* INFORETI, che permette di effettuare segnalazioni, ricevere informazioni e aggiornamenti sui cantieri Unareti.

Inoltre, a seguito dell'iniziativa realizzata ad Udine nel 2017, il 1° marzo 2018 è stata lanciata la *call to action* "creiAMO FVG", con l'obiettivo di promuovere progetti imprenditoriali in linea con le esigenze delle comunità locali, cercando di dare un nuovo impulso al settore turistico "sostenibile" della Regione. Il 27 giugno 2018, durante la manifestazione "Conoscenza in festa" di Udine, sono stati proclamati i progetti vincitori:

- per la provincia di Udine, ha vinto il progetto "Albergo diffuso Sauris", che prevede l'organizzazione di attività esperienziali da realizzare nel bacino lacustre di Sauris, attraverso l'utilizzo di canoe, kayak e barche elettriche, abbinate ad altre esperienze di tipo culturale e dalla scoperta dei prodotti agroalimentari locali;
- per la provincia di Gorizia, ha vinto il progetto "ISONZO: il fiume ed i suoi borghi – una storia su 2 ruote", che intende promuovere il turismo lungo il bacino dell'Isonzo attraverso l'utilizzo della bicicletta, sviluppando pacchetti turistici di più giorni e avvalendosi di collaborazioni con *tour operator* locali e con altre realtà del territorio.

A queste idee imprenditoriali è stato garantito, oltre ad un sostegno economico, un percorso di *light incubation* per lo sviluppo del progetto, conclusosi a dicembre 2018.

E ancora il 22 novembre è stato realizzato il forumAscolto Piemonte, con l'obiettivo di cogliere le specificità del territorio e sviluppare una discussione sulle tematiche importanti per A2A e per i propri *stakeholder*. A questo appuntamento hanno preso parte 29 esponenti della società civile piemontese (associazioni, clienti, fornitori, amministrazioni locali, etc.), al termine del quale A2A si è impegnata a lanciare nel 2019 una "call for ideas" per supportare iniziative in grado di creare valore condiviso e finalizzato allo sviluppo sostenibile del territorio piemontese. Ai vincitori sarà garantito, come nel caso del Friuli Venezia Giulia, oltre ad un sostegno economico per un massimo di 50 mila euro complessivi, un percorso di *light incubation* per lo sviluppo della loro idea progettuale, in collaborazione con un incubatore locale.

In aggiunta, il Banco dell'energia – il progetto di responsabilità sociale emerso dal forum di Brescia – promosso da A2A con Fondazione AEM e Fondazione ASM ha rilanciato nuovamente, in collaborazione con Fondazione Cariplo, il Bando "Doniamo Energia2", per individuare ulteriori interventi finalizzati a supportare situazioni di vulnerabilità economica e sociale su tutto il territorio lombardo.

Per quanto concerne i rapporti con le comunità, in senso più generale, è stata ampliata l'offerta di attività *educational* con un ottimo riscontro da parte delle scuole e dei cittadini. E' stata portata a Milano, ed esposta nei vari Municipi della città, la mostra didattico-interattiva "Il gioco delle 4R", incentrata sul ciclo dei rifiuti e indirizzata alle scuole primarie e secondarie di primo grado. Sono state organizzate due giornate, a Milano e a Brescia, per concludere il concorso, relativo all'anno scolastico 2017-2018, "Missione Terra". All'iniziativa milanese hanno partecipato 35 classi di terza, quarta, quinta primaria, di 16 istituti diversi, sfidandosi su 5 tipologie di giochi sul riciclo e la riduzione dei rifiuti, sul risparmio di acqua e energia, sulla raccolta differenziata e sulla lotta allo spreco; a Brescia è stato riproposto lo stesso *format*, coinvolgendo *grest* e famiglie.

Inoltre è stato lanciato, per l'anno accademico 2018 – 2019, il concorso "Missione Terra *Global Goal Protocol*", un progetto educativo che A2A ha sviluppato, in collaborazione con Asvis (Alleanza Italiana per lo Sviluppo Sostenibile) e la Fondazione Global Compact Network Italia, dedicato alle scuole italiane dell'infanzia, primarie e secondarie di primo e di secondo grado. Quest'anno il Gruppo A2A ha voluto dedicare il progetto ai 17 *Global Goal* promossi dall'ONU, ovvero i 17 obiettivi che i governi dei 193 Paesi membri dell'ONU si sono impegnati a raggiungere entro il 2030. Si tratta di tematiche che hanno un rilevanza fondamentale per tutti, come la lotta alla povertà, l'eliminazione della fame e il rispetto per l'ambiente.

Infine nel 2019 sarà lanciato un nuovo sito per la scuola, un'unica innovativa piattaforma *digital*, dove sarà possibile trovare moltissime informazioni relative alle iniziative dedicate da A2A alle scuole, tutte gratuite, su tematiche quali l'energia e l'ambiente, le nuove tecnologie applicate ai servizi per le città, la sostenibilità e gli obiettivi di sviluppo sostenibile.

Lettera agli
Azionisti

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**

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 2018, 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	
Totale	290,0	-
Società controllate		
Revisione del bilancio d’esercizio	752,0	
Verifiche periodiche della contabilità	194,0	
Revisione limitata della relazione semestrale	187,0	
Revisione dei conti annuali separati per ARERA	47,0	
Gruppo LGH	263,0	
Gruppo ACSM-AGAM		400,0
Totale	1.443,0	400,0
Società collegate e Joint Ventures		
Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento	34,0	
Totale	34,0	-
TOTALE GRUPPO A2A	1.767,0	400,0

Nel corso dell’esercizio 2018 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 188 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 2018 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 2018 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. 39 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 2018” 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.

Lettera agli Azionisti

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