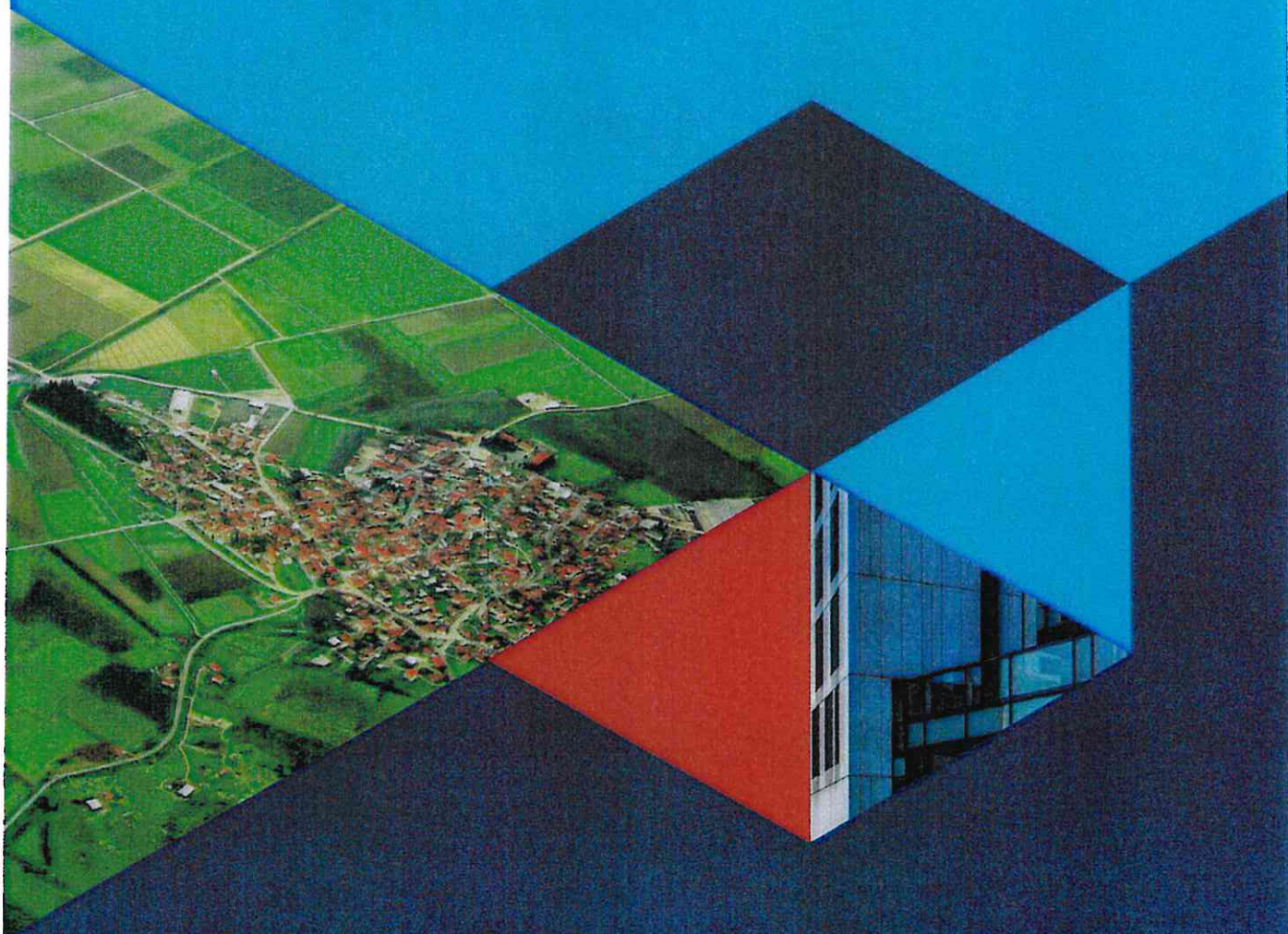




a2a

PRESENTE NEL FUTURO

Allegato E al n. 113009/4048 di rep.
notaio Mario Mistretta da Brescia



2018

Relazione
sulla Gestione



Relazione sulla Gestione

2018

Il presente Bilancio è consultabile sul sito
www.a2a.eu



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 Trading	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</i> Generazione e Trading	104
<i>Business Unit</i> Mercato	107
<i>Business Unit</i> Ambiente	109
<i>Business Unit</i> Reti e Calore	111
<i>Business Unit</i> Estero	114
A2A Smart City	115
Corporate	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

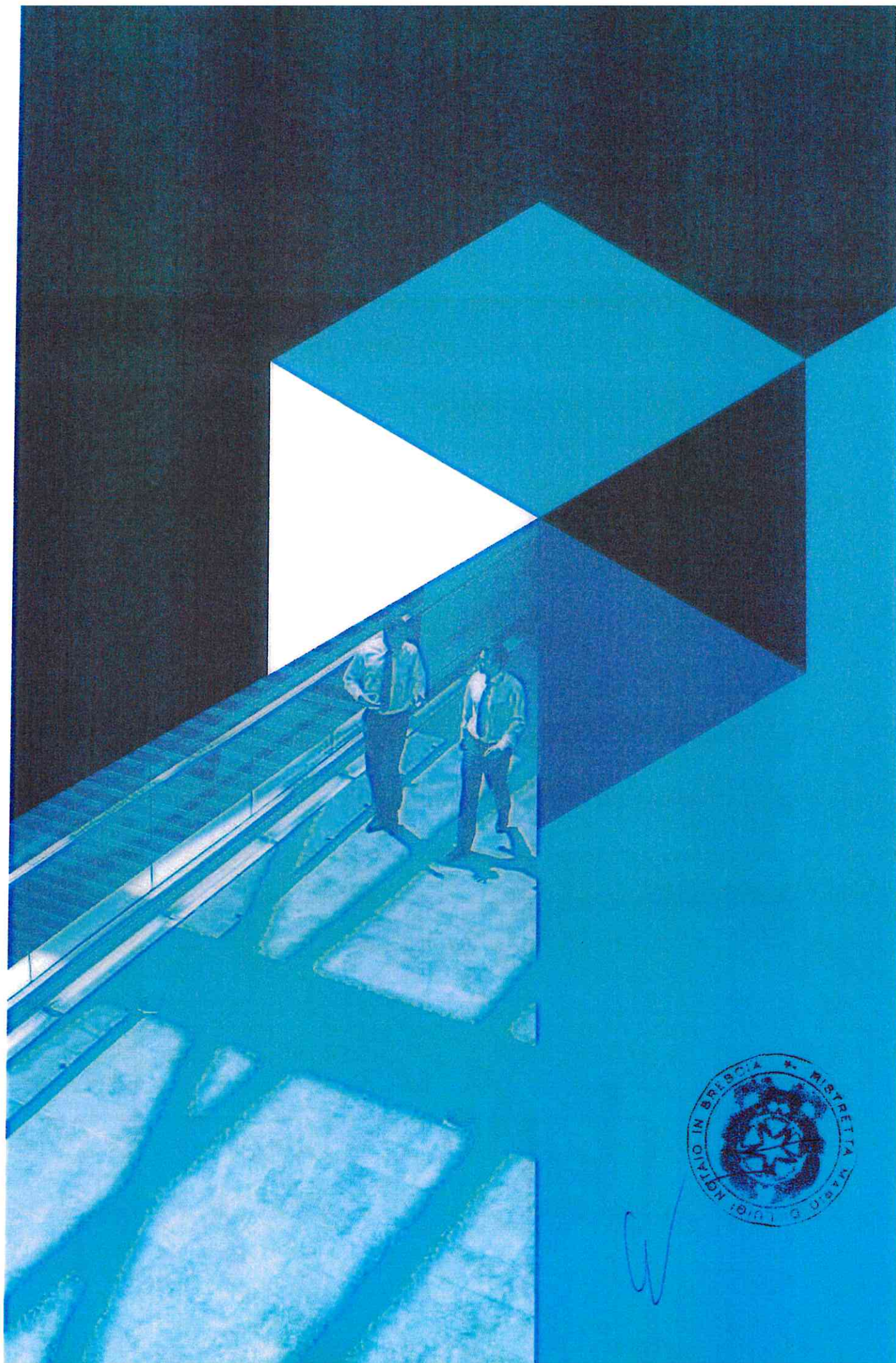
Luca Valerio Camerano

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
impatto sulle
Business Units
del Gruppo A2A

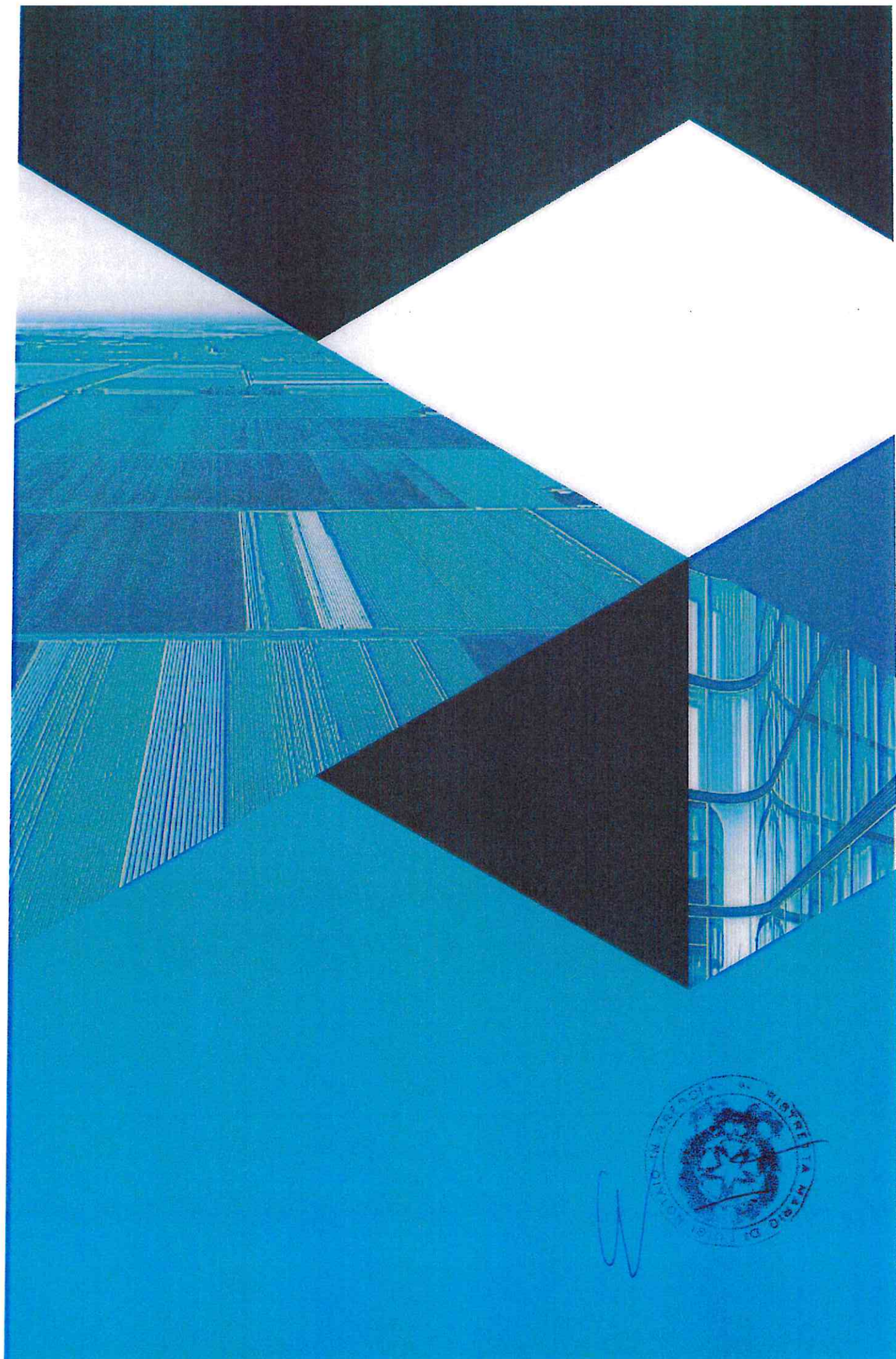
4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

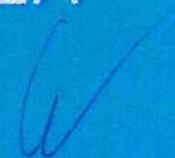
8
Altre
informazioni





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

*Area 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

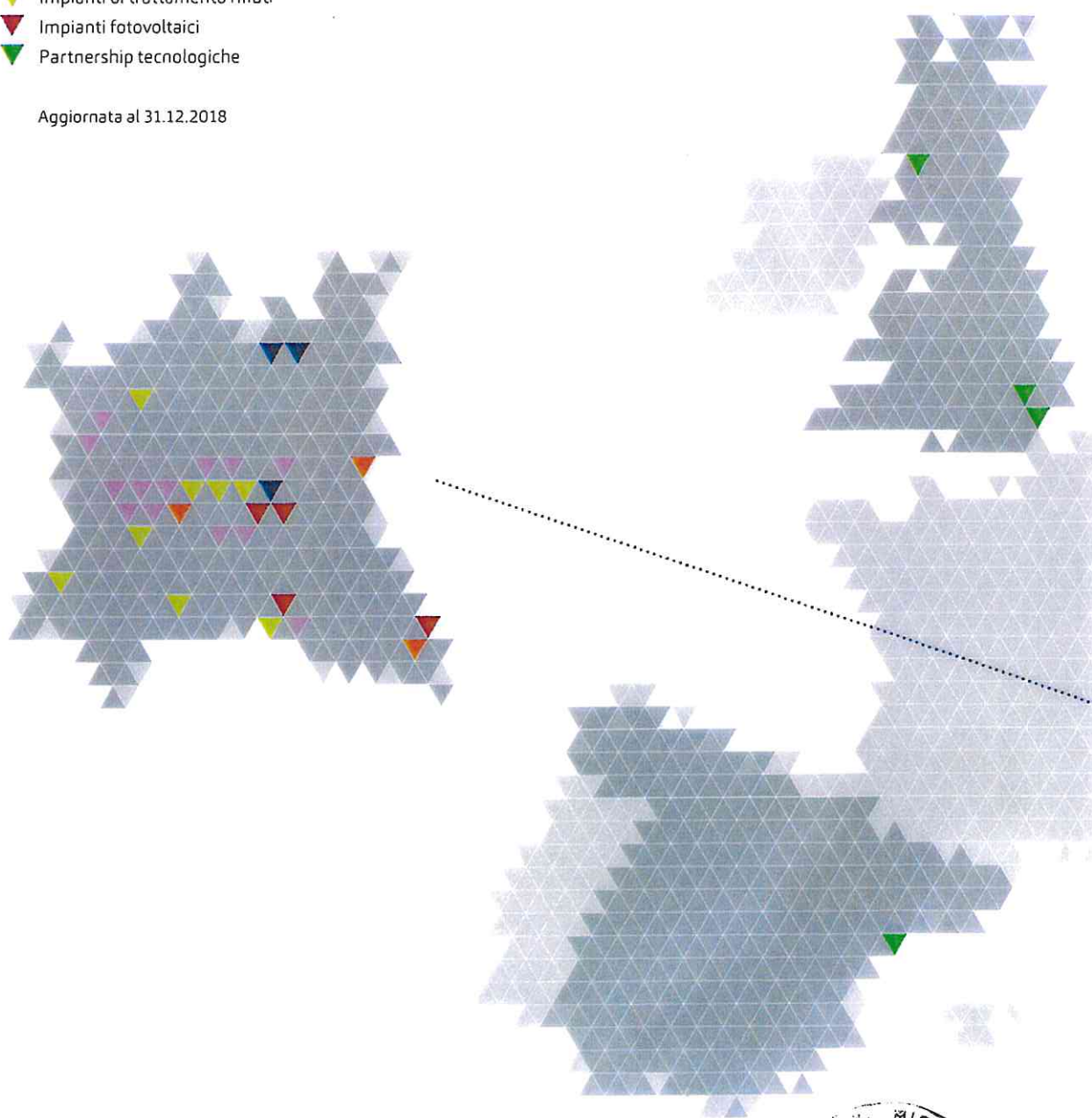
8
Altre
informazioni

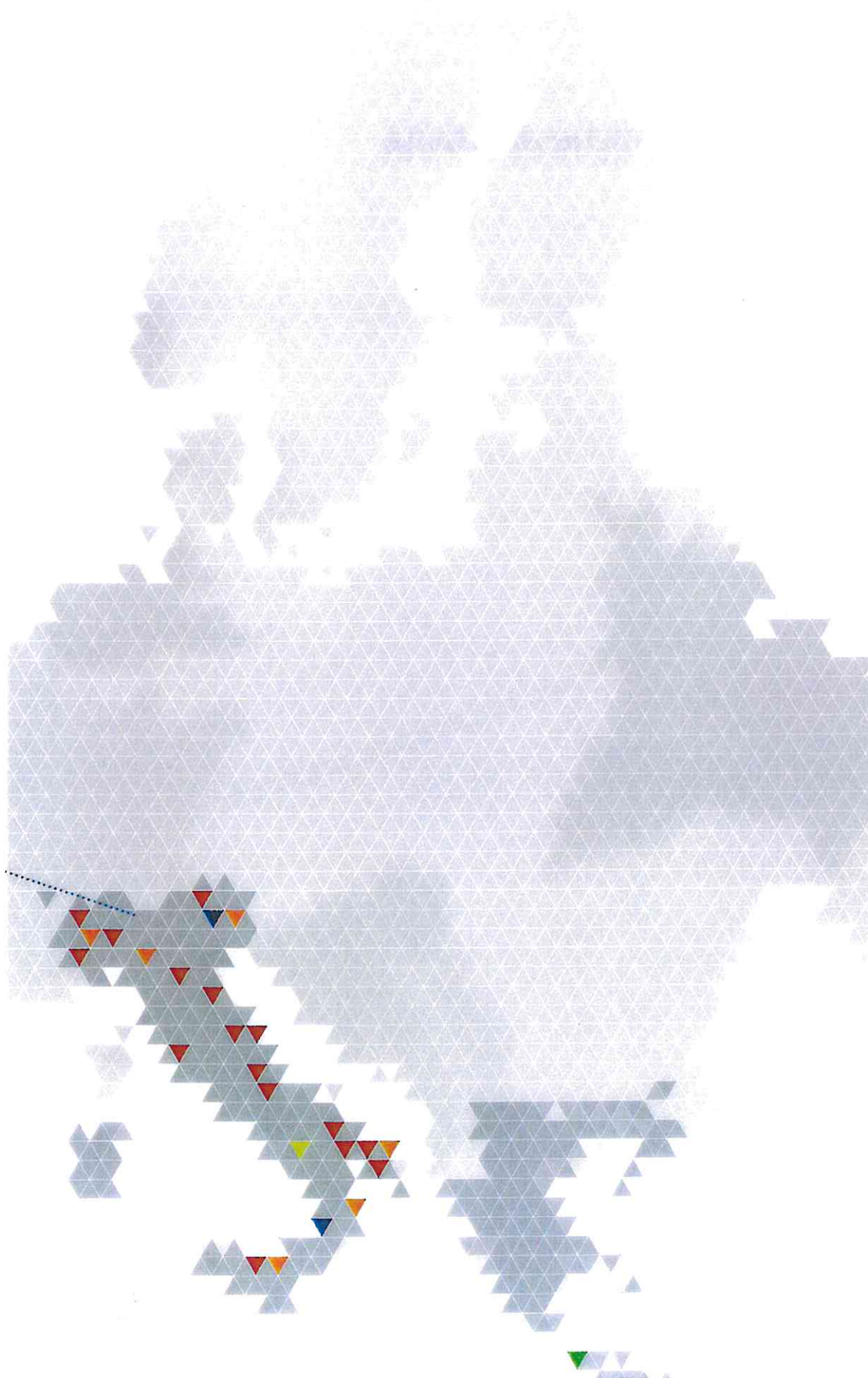

11

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

**Area 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

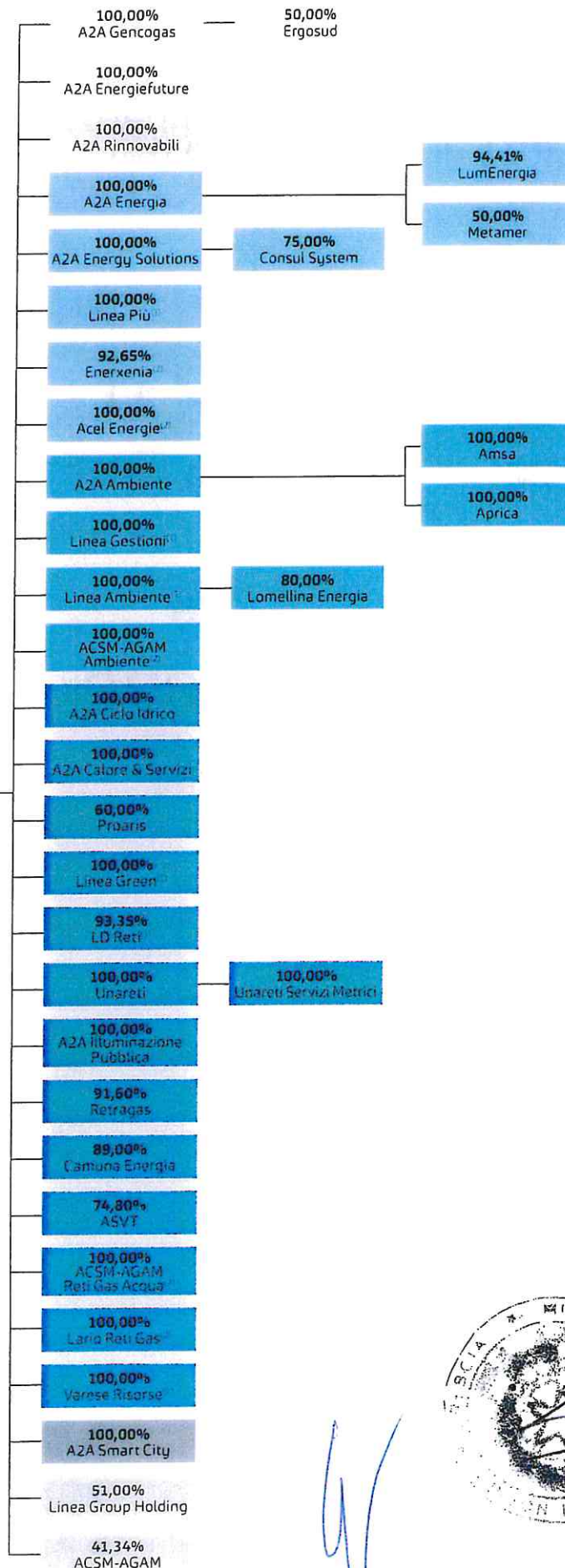
6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Struttura del Gruppo

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



(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
Area 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

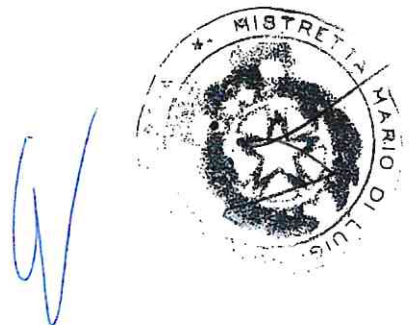
Dati patrimoniali <i>milioni di euro</i>	31 12 2018	31 12 2017
Capitale investito netto	6.545	6.239
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.523	3.013
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.022)	(3.226)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,86	1,07
Posizione 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

Area geografiche
di attività

Struttura
del Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2018

Aziarariato

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

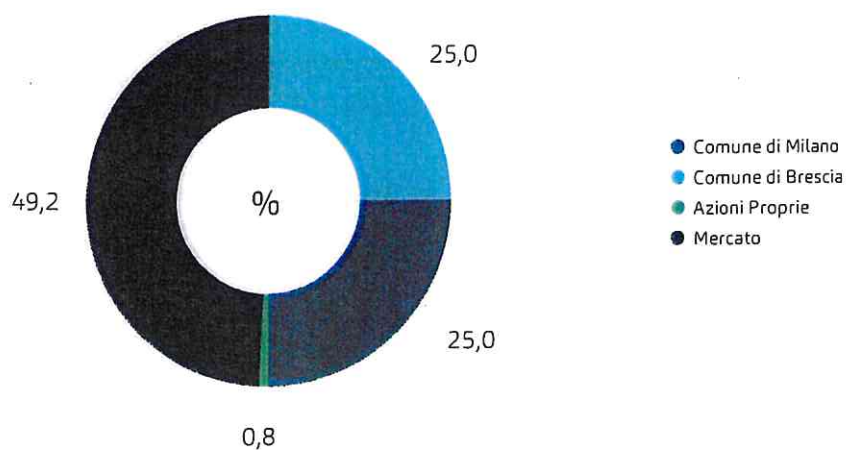
5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

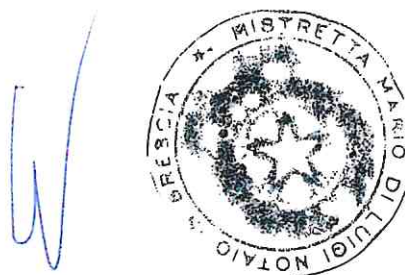
Azionariato (*)



(*) 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
Area geografiche
di attività
Struttura
del Gruppo
Principali
indicatori
finanziari a 31
dicembre 2018

Azionariato

A2A S.p.A.
in Borsa

Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

2
Scenario e
mercato

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

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

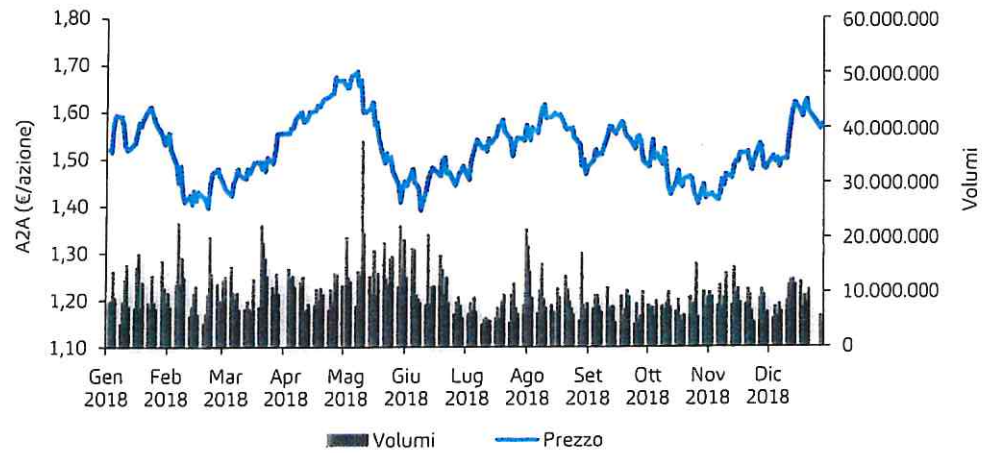
5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

A2A: prezzo e volumi



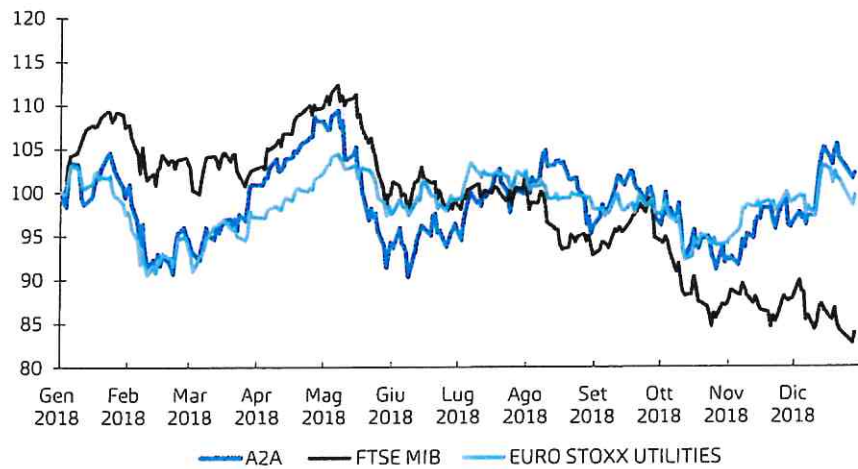
A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 29 dicembre 2017 = 100)

Volatilità storica del 2018

A2A: 22,3%

FTSE MIB: 17,9%



Fonte: Bloomberg

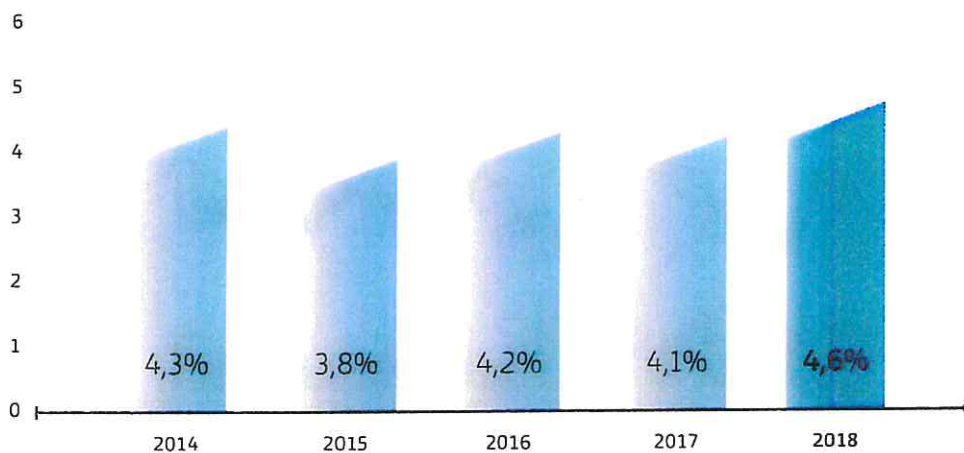
Rating

		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

*Area 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

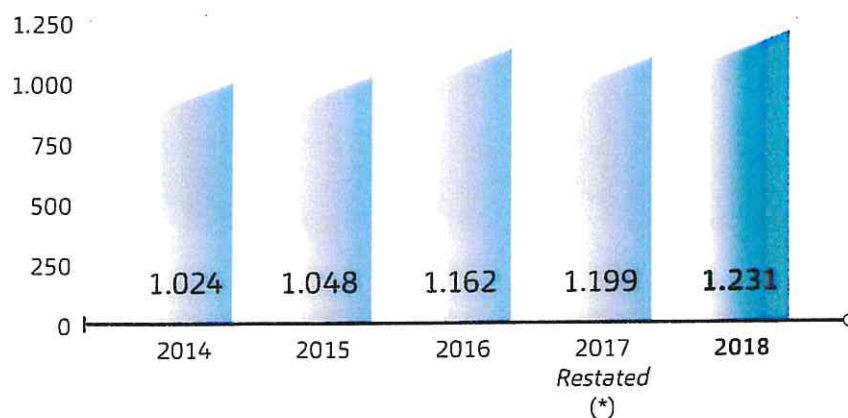
7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

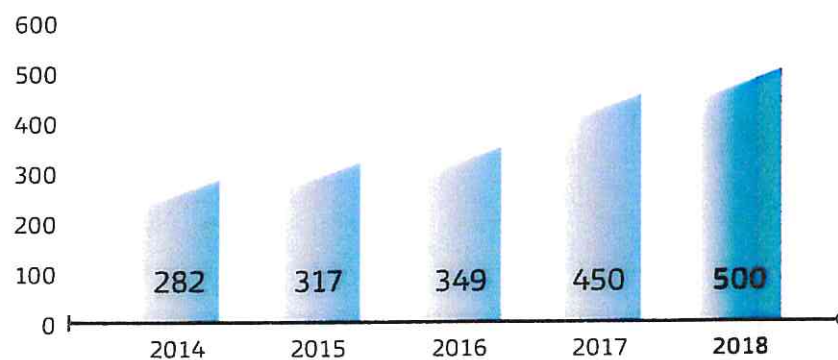
Margine Operativo Lordo

milioni di euro



Investimenti Netti

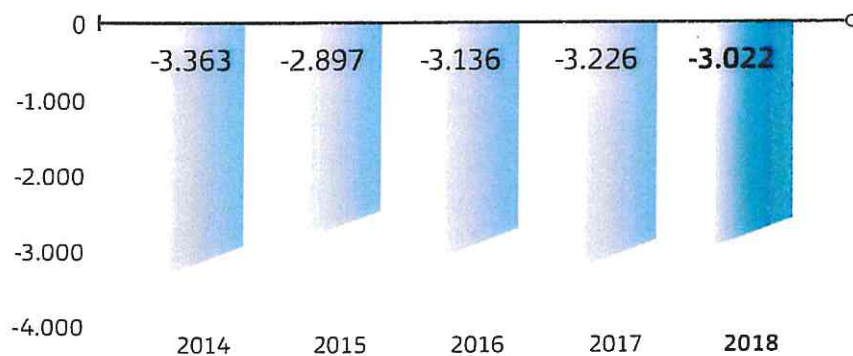
milioni di euro



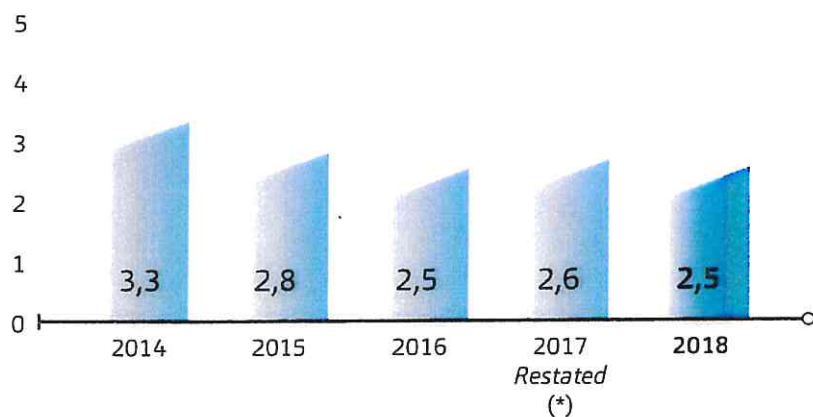
(*) I valori al 31 dicembre 2017 recepiscono gli effetti economici derivanti dalla riclassificazione ai fini dell'IFRS 5 delle poste economiche del Gruppo EPCG.

Posizione Finanziaria Netta

milioni di euro

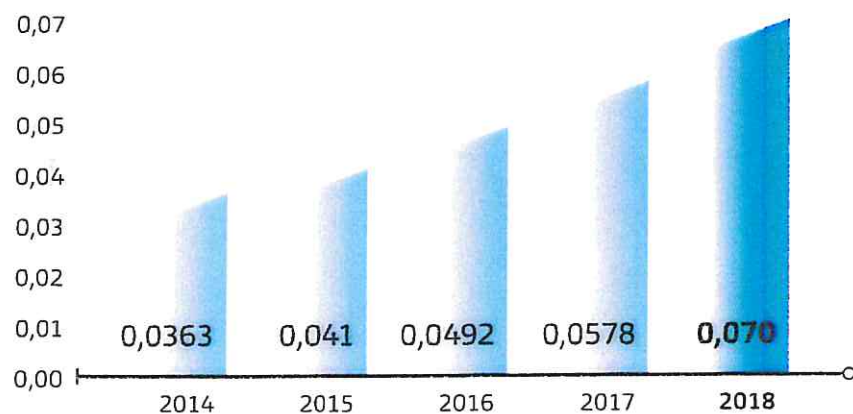


Posizione Finanziaria Netta / EBITDA



Dividendo

euro per azione



Lettera agli
Azionisti

Organi sociali

1 Dati di sintesi del Gruppo AZA

Business Units

Area geografiche
di attività

Struttura
del Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2018

Azionariato

AZA 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 AZA

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

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

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

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

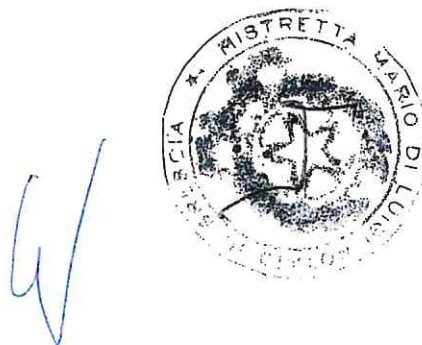
Il **Margine operativo lordo** è un indicatore alternativo di *performance* operativa, calcolato come la somma del "Risultato operativo netto" più gli "Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni".

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

*Area geografiche
di attività*

*Struttura
del Gruppo*

*Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2018*

Aziionario

*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.

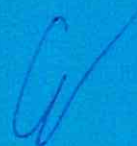
Questi indicatori alternativi di *performance* derivano dalla informativa finanziaria storica del Gruppo A2A e non hanno lo scopo di fornire indicazioni relative a future *performance* finanziarie, posizioni finanziarie o *cash flow* del Gruppo stesso. Inoltre questi AIP sono stati calcolati in maniera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

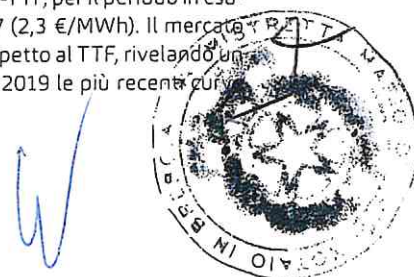
Gas Naturale

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

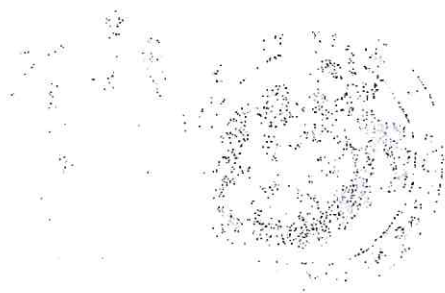
4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

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'adeguatezza 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 95/2015/1/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 rinunciano 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

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

35

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

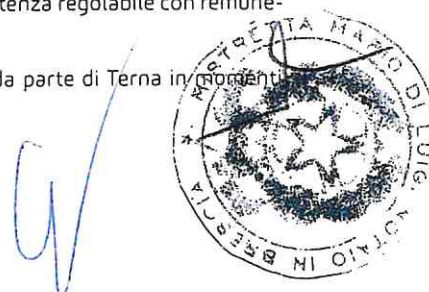
Con Delibera 300/2017/R/eel l'Autorità ha avviato un percorso di apertura del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) a nuove risorse dando mandato a Terna di predisporre progetti pilota cui gli operatori possono aderire volontariamente per fornire risorse tramite unità di produzione (UP), unità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

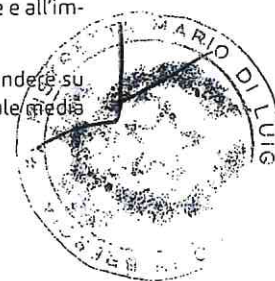
La Commissione Europea, nell'ambito della procedura d'infrazione n. 2011/2026, aveva peraltro inviato all'Italia il 26 settembre 2013 una lettera di messa in mora, contestando la non compatibilità di taluni profili della normativa nazionale con l'ordinamento comunitario. Il Governo aveva, quindi, prospettato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

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
Estera

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 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.

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.



The image shows a handwritten signature in blue ink and an official circular stamp. The stamp is from the CSEA (Consiglio Energetico Nazionale) and contains the text "REPUBBLICA ITALIANA", "MINISTERO DELL'ECONOMIA", "CONSIGLIO ENERGETICO NAZIONALE", and "PRESIDENTE". The signature is written over the stamp.

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

;
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
Data 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 finale,



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 dinanzi 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

Organismi 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
Estera

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.

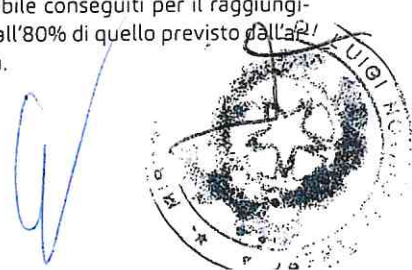
Il TAR Lazio, in sede di disamina dei ricorsi presentati da società del Gruppo A2A avverso il DM MiSE 20 novembre 2012, ha sostanzialmente rigettato i profili di illegittimità evidenziati dalle ricorrenti ad eccezione del solo motivo inerente l'applicazione del coefficiente *k*. Il TAR infatti, pur confermando 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 approvvigionamento 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 disposizioni 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
Energia

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)".

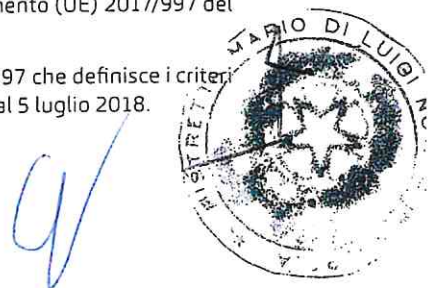
La norma tenendo conto della versione aggiornata, terza edizione della ISO 14001:2015, sostituisce, aggiornandoli, gli allegati I, II e III del regolamento (CE) n. 1221/2009 con particolare riferimento alle prescrizioni per l'analisi ambientale e alle prescrizioni relative all'audit ambientale interno.

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.

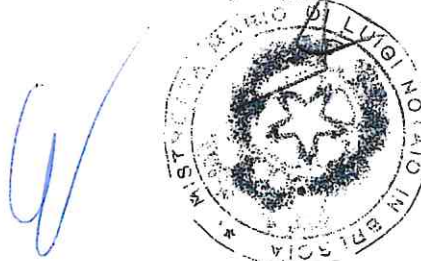
D.Lgs. 30 maggio 2018, n. 81 – Attuazione della Direttiva (UE) 2016/2284 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 14 dicembre 2016, concernente la riduzione delle emissioni nazionali di determinati inquinanti atmosferici, che modifica la Direttiva 2003/35/CE e abroga la Direttiva 2001/81/CE

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 modificato alle modifiche apportate dal D.Lgs. 205/2010.

Lettera agli Azionisti

Organi sociali

1
Dati di sintesi del Gruppo A2A

2
Scenario a 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

3
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
milioni di euro

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 Appaltanti, 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 Appaltanti di un prospetto che riporti: (i) i valori di VIR e RAB con i relativi riferimenti temporali per ciascun Comune dell'ambito, che saranno confrontati con quelli presenti nella documentazione di gara; (ii) un estratto del bando di gara e del disciplinare di gara con riferimento agli articoli nei quali sono riportati i criteri di ripartizione dei punteggi massimi tra i criteri e i sub-criteri di gara, che saranno confrontati con le prescrizioni in materia contenute nel cosiddetto Regolamento Gare e (iii) le linee guida programmatiche d'ambito, per le quali sarà valutata la congruità delle analisi costi-benefici e delle condizioni minime di sviluppo.

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

Il TAR Lazio, con Sentenza n. 10286 del 14 ottobre 2016, ha però respinto tale ricorso ritenendo infondati i motivi relativi al mancato rispetto di quanto sancito dalla libera volontà delle parti, ai criteri di definizione dei prezzi, 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.

Lettere 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*).

