

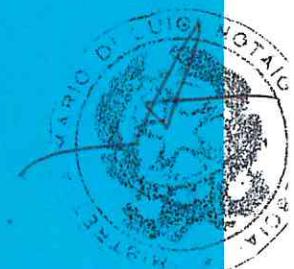
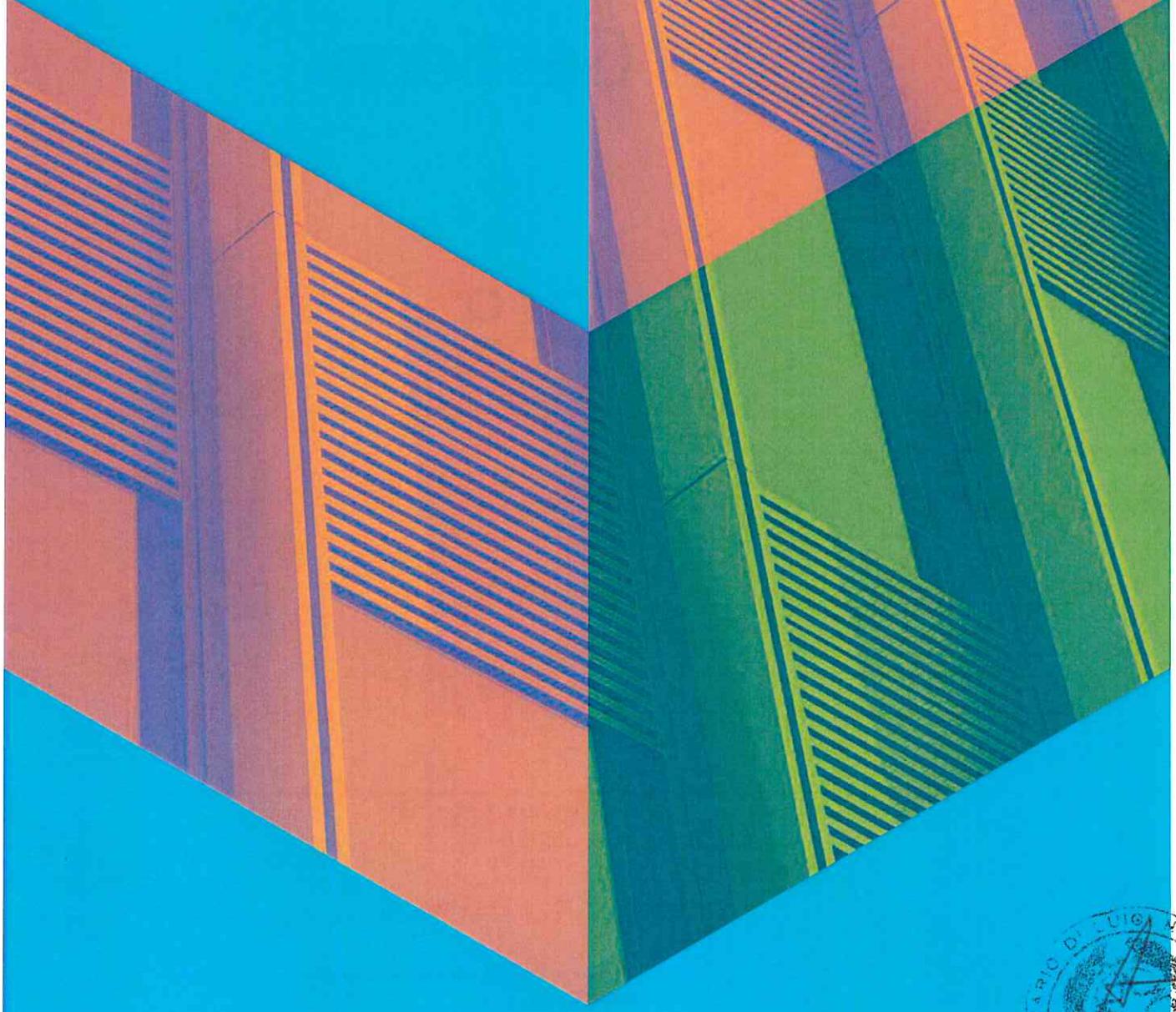


a2a
PRESENTE NEL FUTURO

Allegato D... al n. 116421/44.857 di rep.
notaio Mario Mistretta da Brescia

2019

Relazione
sulla Gestione





Relazione sulla Gestione

2019

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

4 Risultati consolidati e andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria	86
Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio	96
Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2019	101
Evoluzione prevedibile della gestione	103
Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2019 e distribuzione del dividendo	104

5 Analisi dei principali settori di attività

Sintesi dei risultati per settore di attività	106
Risultati per settore di attività	110
<i>Business Unit Generazione e Trading</i>	112
<i>Business Unit Mercato</i>	115
<i>Business Unit Ambiente</i>	118
<i>Business Unit Reti e Calore</i>	120
<i>Business Unit Estero</i>	123
A2A Smart City	124
<i>Corporate</i>	125

6 Rischi e incertezze

Rischi e incertezze	128
---------------------	-----

7 Gestione responsabile della sostenibilità

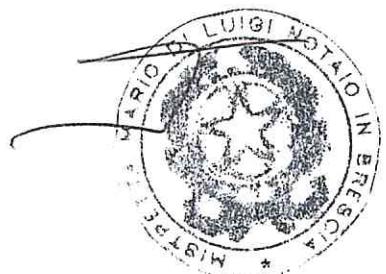
Gestione responsabile della sostenibilità	144
---	-----

8 Altre informazioni

Altre informazioni	148
--------------------	-----

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 2019	15
Azione	18
A2A S.p.A. in Borsa	19
Indicatori Alternativi di Performance (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 Generazione e Trading</i>	37
<i>Business Unit Mercato</i>	49
<i>Business Unit Ambiente</i>	54
<i>Business Unit Reti e Calore</i>	62
<i>Business Unit Estero</i>	84



Lettera agli Azionisti

Nel corso del 2019 A2A ha consolidato il processo, avviato negli anni precedenti, di aggregazione territoriale delle principali *public utilities* lombarde e ha posto le basi per ulteriori futuri sviluppi del Gruppo sul modello della "Multiutility dei Territori".

Ha inoltre rafforzato le basi della crescita incrementando gli investimenti del 25% e promuovendo operazioni di M&A.

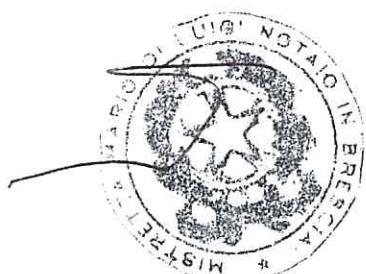
I risultati economici e finanziari hanno superato le attese: si è registrato un incremento dell'utile netto del 13% rispetto all'anno precedente e il Margine Operativo Lordo è risultato in linea con l'eccellente risultato del 2018 (1.234 milioni di euro, +3 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente), nonostante il minor contributo di oltre 100 milioni di euro derivante da incentivi e titoli ambientali.

La Posizione Finanziaria Netta al 31 dicembre 2019 risulta pari a 3.154 milioni di euro: il forte flusso operativo generato nel corso dell'anno è stato utilizzato per finanziare l'alto livello di investimenti, con un assorbimento della generazione di cassa, al netto delle variazioni di perimetro e degli effetti dell'introduzione dell'IFRS 16, di 76 milioni di euro.

A2A, inoltre, conferma la sua vocazione *green* proseguendo nella sua strategia di crescita nel settore delle energie rinnovabili e nel ruolo di operatore attivo nella transizione energetica, nonché di ampliamento della capacità di trattamento dei rifiuti con l'obiettivo di chiusura del ciclo ambientale. Lo testimoniano alcune importanti operazioni concluse nel 2019: l'avvio dell'impianto di trattamento e selezione della plastica di Muggiano (Milano) e del depuratore di Nuvolera (BS), l'acquisizione della società Electrometal, specializzata nel recupero e trattamento di rifiuti industriali, l'ingresso nel Gruppo Suncity Energy, attivo nei servizi di efficienza energetica e generazione distribuita alle piccole e medie imprese, l'accordo siglato nel 2019 con il Gruppo Talesun per sviluppare nuovi progetti fotovoltaici per una capacità complessiva di 1 Gigawatt. Particolarmente importanti, nell'ambito della transizione energetica, il percorso intrapreso per la completa decarbonizzazione del sistema energia ambiente di Brescia, la partecipazione al mercato del *capacity payment* e la realizzazione di compensatori sincroni nella Centrale di Brindisi per garantire il servizio di regolazione della tensione per la Rete di Trasmissione Nazionale. In tutto questo è centrale il ruolo dell'innovazione. In proposito, nel 2019 il Gruppo ha lanciato A2A Horizon, l'iniziativa di *Corporate Venture Capital*, attraverso la quale intende investire in *start up* che operano in ambiti strategici per l'evoluzione del proprio *business*.

All'insegna del miglioramento le *performance ESG (Environmental Social Governance)* di A2A nel 2019. Il Gruppo ha generato e distribuito agli *stakeholder* un valore aggiunto globale lordo di 1.927 milioni di euro (+6% rispetto al 2018). Ha distribuito ricchezza anche attraverso 1,3 miliardi di euro di ordinato, il 96% dei quali a beneficio di imprese italiane. Il 62% degli investimenti totali del 2019, pari a 385 milioni di euro, rientrano in criteri ESG (*Environmental Social Governance*) e sono collegati a obiettivi/azioni del Piano di Sostenibilità. Migliorati gli indici di frequenza e gravità degli infortuni (-14% rispetto all'esercizio precedente). Si è ridotto dell'11% rispetto al 2018, il fattore di emissione di CO₂ del Gruppo (rapporto tra emissioni dirette di CO₂ e produzione totale di energia elettrica e termica) e il 99,9% dei rifiuti urbani raccolti è stato avviato a recupero di materia o energia. A2A Energia è risultata *best performer* tra le società coinvolte nell'indagine ARERA sulla qualità dei *call center*, con il 98,1% dei clienti soddisfatti (+5,8% rispetto alla media nazionale). Le visite agli impianti del Gruppo e le iniziative di educazione ambientale hanno coinvolto oltre 72 mila persone (+12% vs 2018). Il Banco dell'Energia si è consolidato come iniziativa di innovazione sociale di eccellenza, capace di dare risposte concrete al problema della povertà energetica.

Con riferimento all'evoluzione dei mercati finanziari, un segnale del loro apprezzamento nei confronti del percorso di sostenibilità di A2A è stata la straordinaria risposta alla nostra prima emissione di un *Green Bond*, da 400 milioni di euro e durata di 10 anni, che lo scorso luglio ha raccolto richieste otto volte superiori all'ammontare offerto. A settembre l'obbligazione *green* è stata inclusa nel Bloomberg Barclays MSCI Green Bond Index.





Lettera agli Azioneisti

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

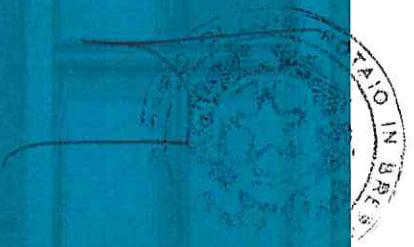
Negli ultimi anni la coerenza con linee strategiche chiare e condivise ha pagato in termini di risultati economici e finanziari e di creazione di consenso tra gli *stakeholder*, ponendo le basi per una nuova stagione di sviluppo, che coglierà le opportunità derivanti da scenari economici, tecnologici e sociali in continua evoluzione.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Giovanni Valotti

Il Direttore Generale

Luca Valerio Camerano



Organi sociali

Lettera agli
Azione

Organi sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PRESIDENTE

Giovanni Valotti

VICE PRESIDENTE

Stefania Bariatti

AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE

Luca Camerano

CONSIGLIERI

Giambattista Brivio
Giovanni Comboni
Enrico Corali
Luigi De Paoli
Alessandro Fracassi
Maria Chiara Franceschetti
Gaudiana Giusti
Secondina Giulia Ravera
Norberto Rosini

COLLEGIO SINDACALE

PRESIDENTE

Giacinto Gaetano Sarubbi

SINDACI EFFETTIVI

Maurizio Leonardo Lombardi
Chiara Segala

SINDACI SUPPLENTI

Sonia Ferrero
Stefano Morri

SOCIETÀ DI REVISIONE

EY S.p.A.

1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
Scenario e
mercato

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

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

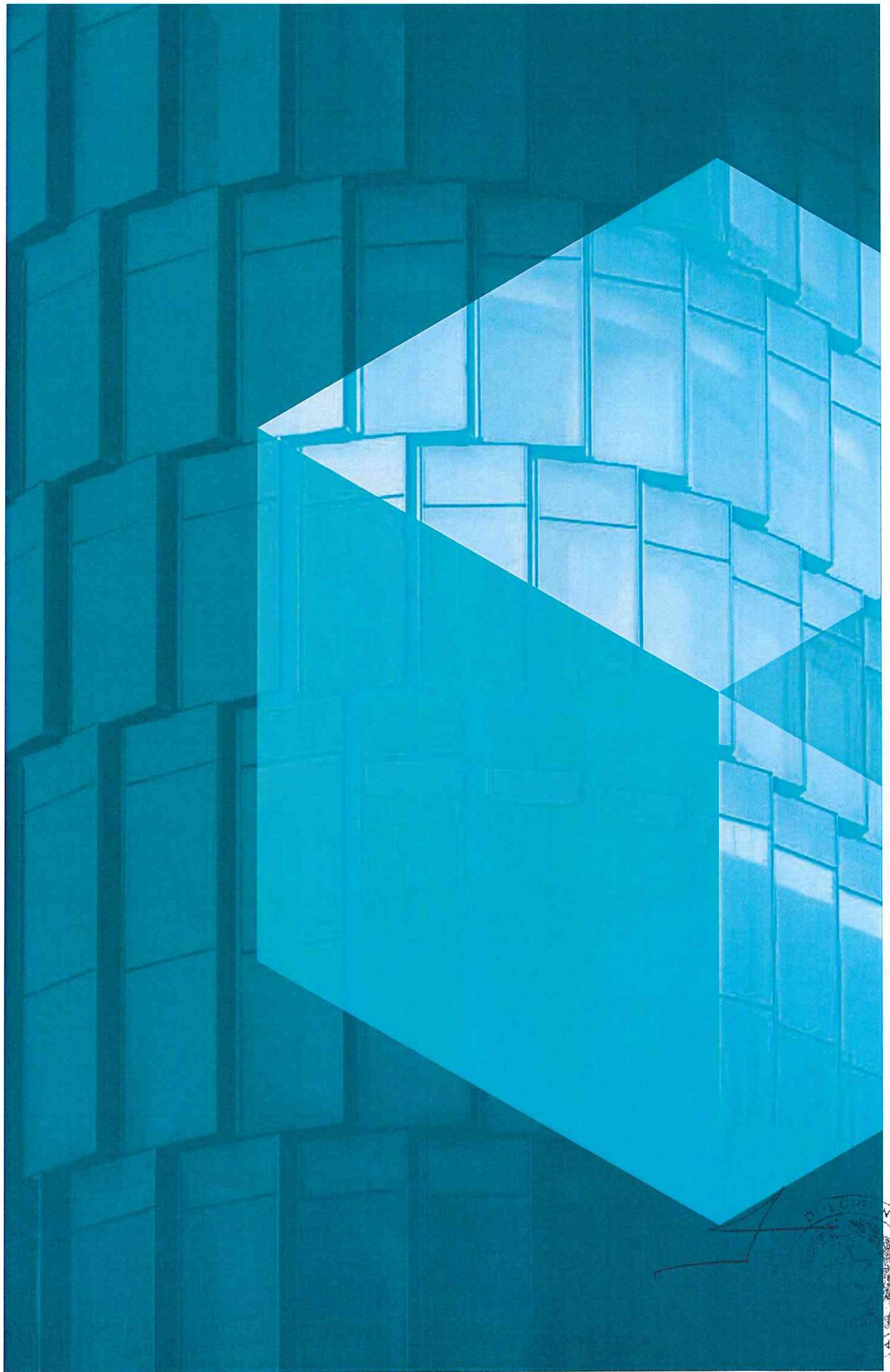
5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni







1

Dati di sintesi
del Gruppo A2A

Business Units

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

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

Generazione e Trading

- Impianti termoelettrici, idroelettrici ed altre rinnovabili
- Energy Management

Mercato

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

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

Estero

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

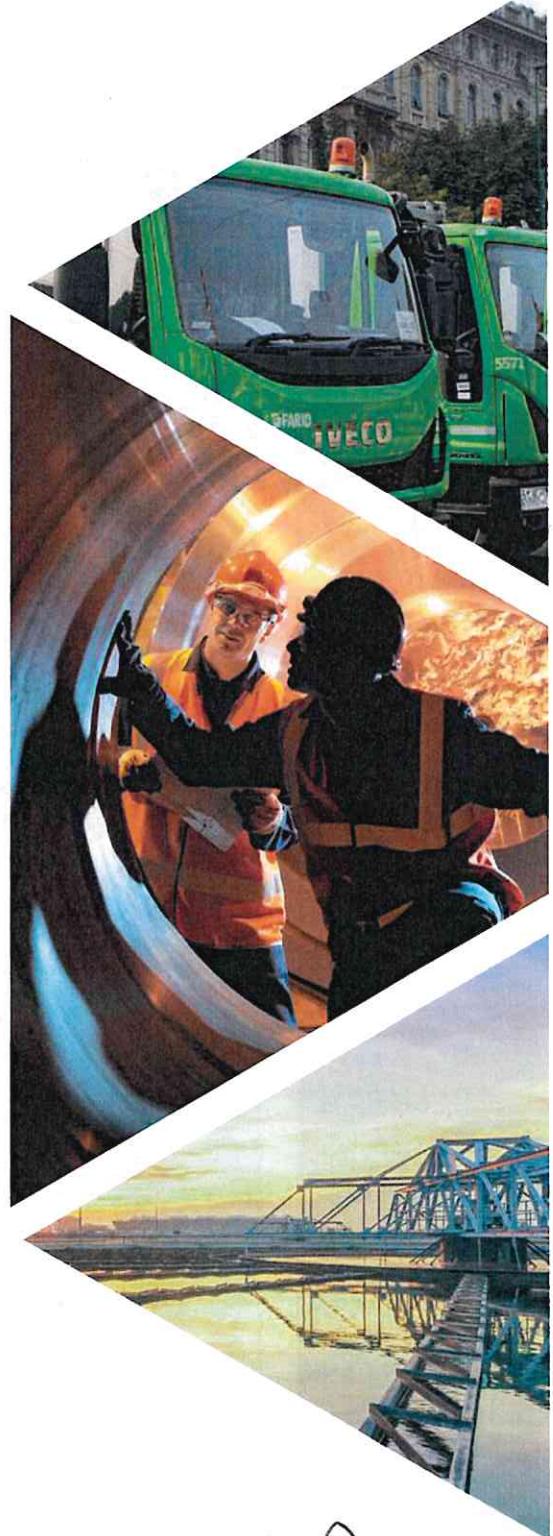
A2A Smart City

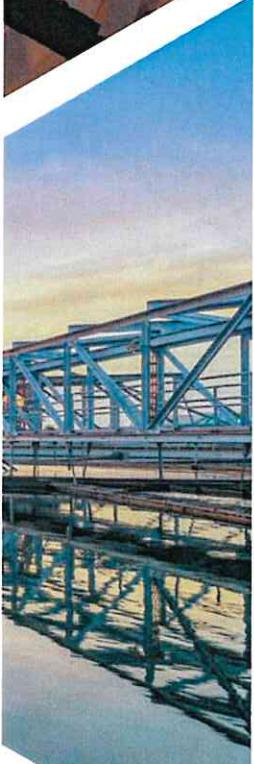
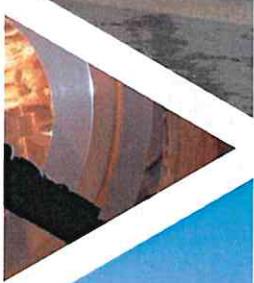
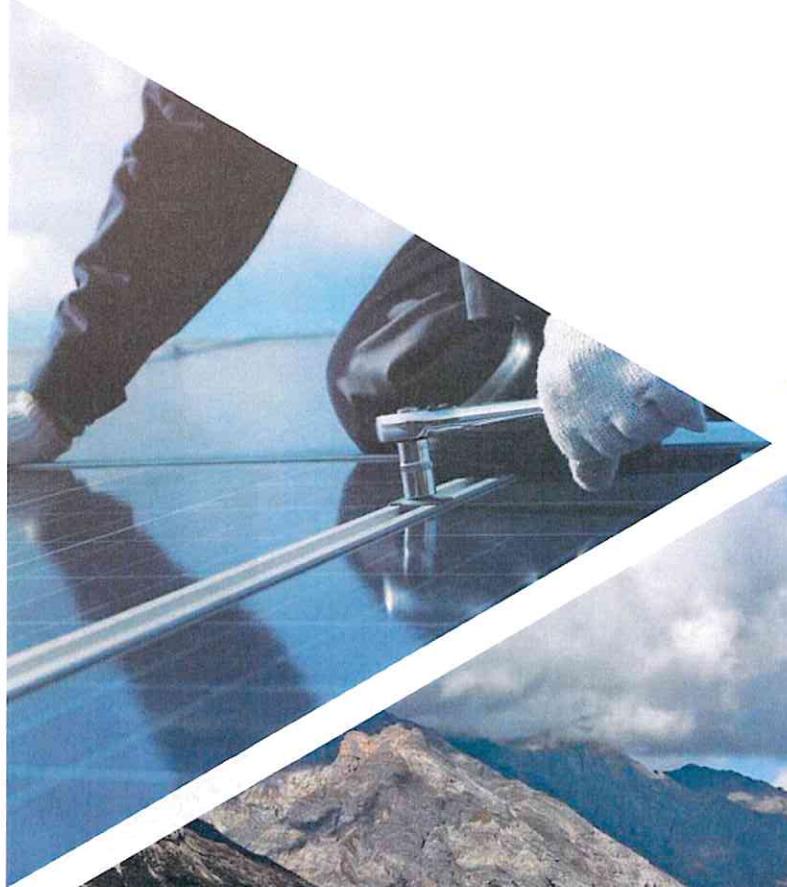
- Sviluppo e gestione di infrastrutture tecnologiche per servizi digitali integrati

Corporate

- Servizi corporate

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
Azione*s*ti

Organi sociali

1
**Dati di sintesi
del Gruppo A2A**

Business Units

*Aree geografiche
di attività*

*Struttura
del Gruppo*

*Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2019*

*Azionariato
A2A S.p.A.
in Borsa*

*Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)*

2
**Scenario e
mercato**

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

4
**Risultati
consolidati e
andamento
della gestione**

*Analisi dei
principali settori
di attività*

6
**Rischi e
incertezze**

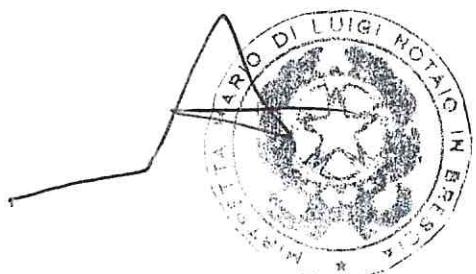
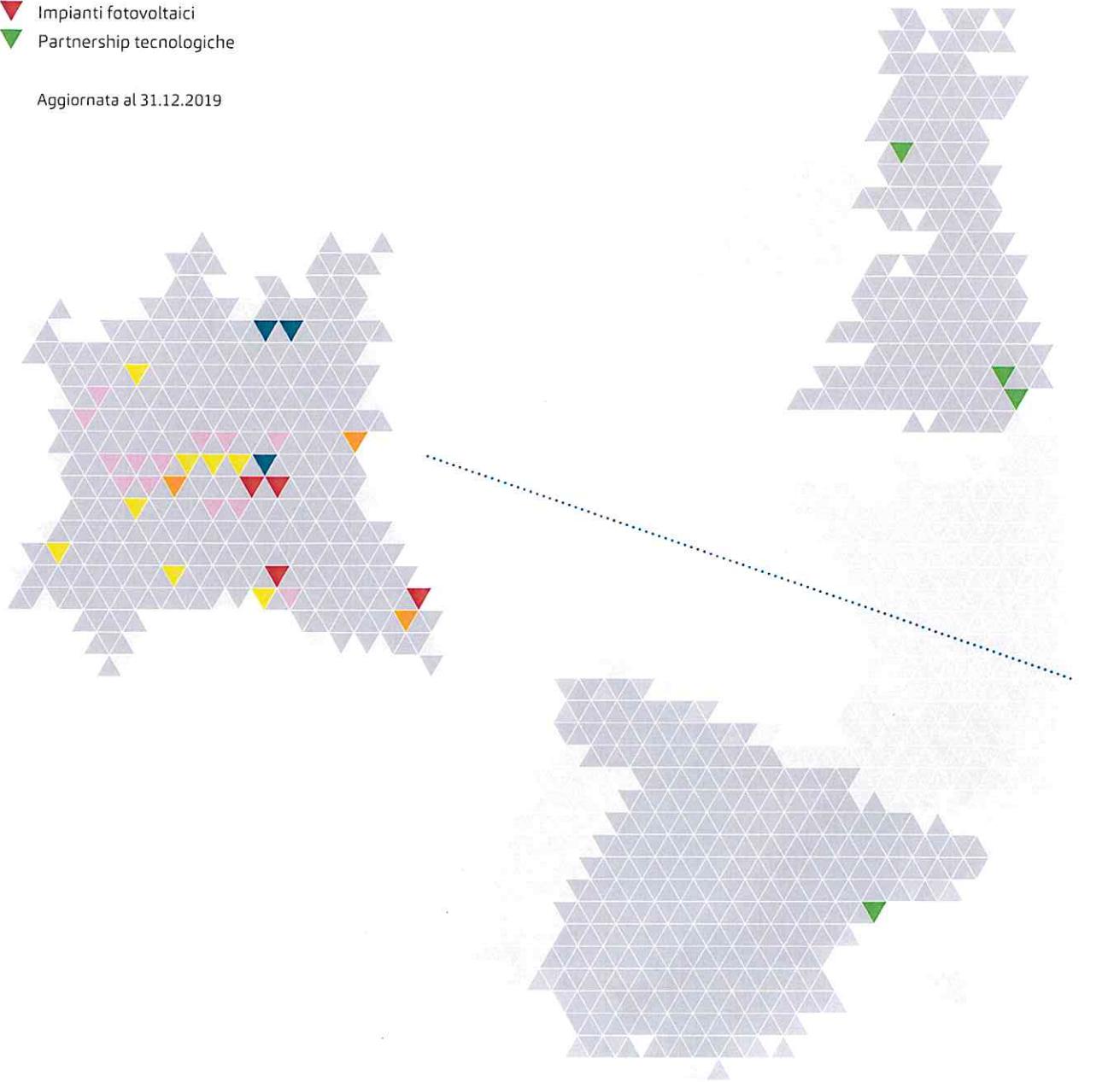
*Gestione
responsabile
della sostenibilità*

8
**Altre
informazioni**

Aree geografiche di attività

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

Aggiornata al 31.12.2019

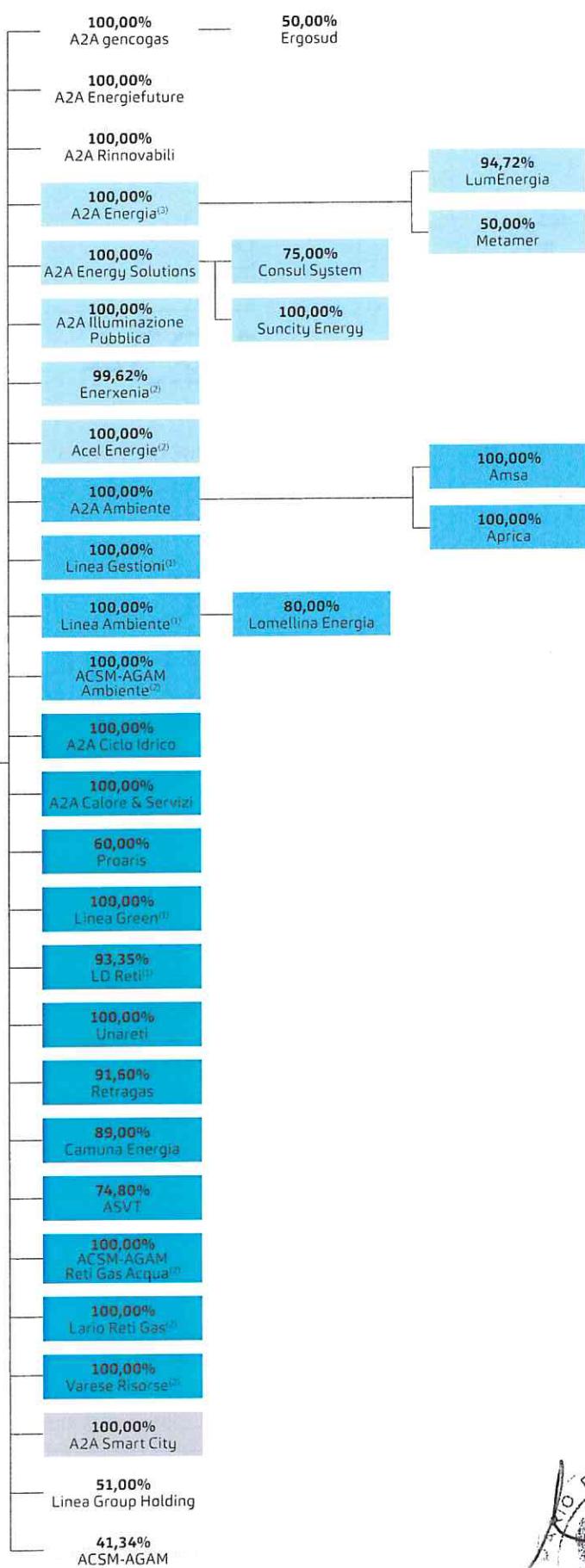




Struttura del Gruppo

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

A2A S.p.A.

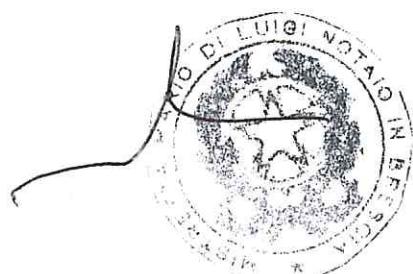


(1) Partecipazioni detenute tramite Linea Group Holding S.p.A. (detenuta al 51%).

(2) Partecipazioni detenute tramite ACSM-AGAM S.p.A. (detenuta al 41,34%).

(3) Il 12,80% detenuto tramite Linea Group Holding S.p.A..

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



Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2019 (**)



7.324

milioni di euro

RICAVI



1.234

milioni di euro

MARGINE OPERATIVO
LORDO



389

milioni di euro

RISULTATO
D'ESERCIZIO



0,0775

euro per azione

DIVIDENDO

Lettera agli
Azioneisti

Organi sociali

1
**Dati di sintesi
del Gruppo A2A**

Business Units

Arearie geografiche
di attività

Struttura
del Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2019

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 economici milioni di euro

	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2018 31 12 2018
Ricavi	7.324	6.494
Costi operativi	(5.390)	(4.598)
Costi per il personale	(700)	(665)
Margine operativo lordo	1.234	1.231
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(547)	(643)
Risultato operativo netto	687	588
Risultato da transazioni non ricorrenti	4	14
Gestione finanziaria	(110)	(112)
Risultato al lordo delle imposte	581	490
Oneri per imposte sui redditi	(189)	(157)
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	1	21
Risultato di pertinenza di terzi	(4)	(10)
Risultato dell'esercizio di pertinenza del Gruppo	389	344
Margine operativo lordo/Ricavi	16,8%	19,0%

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

Dati patrimoniali

miliardi di euro

	31 12 2019	31 12 2018
Capitale investito netto	6.805	6.545
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.651	3.523
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.154)	(3.022)
Posizione finanziaria netta consolidata / Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,86	0,86
Posizione finanziaria netta consolidata / EBITDA	2,6	2,5

Dati finanziari

miliardi di euro

	01 01 2019	01 01 2018
	31 12 2019	31 12 2018
Flussi finanziari netti da attività operativa	932	1.023
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(683)	(510)
<i>Free cash flow</i> (dato Rendiconto finanziario)	249	513

Indicatori significativi

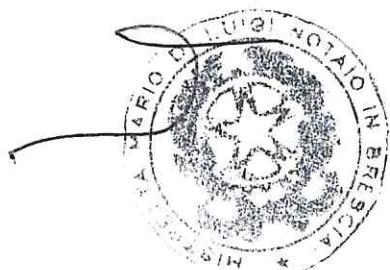
31 12 2019

31 12 2018

Media Euribor a sei mesi	(0,302%)	(0,266%)
Prezzo medio del Brent (USD/bbl)	64,1	71,6
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Baseload</i> (Euro/MWh)	52,3	61,3
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) <i>Peakload</i> (Euro/MWh)	58,4	68,0
Prezzo medio del carbone (Euro/tonn)	54,4	78,0
Prezzo medio del gas al PSV(*) (Euro/MWh)	16,0	24,2
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS (**) (Euro/tonn)	24,9	15,9

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

(**) EU Emissions Trading System



Principali indicatori operativi del Gruppo**31 12 2019****31 12 2018****Generazione e Trading**

Produzione termoelettrica (GWh)	13.353	12.948
Produzione idroelettrica (GWh)	4.619	4.539
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	11.474	11.622
EE venduta in Borsa (GWh)	14.409	12.422

Mercato

EE venduta a clienti <i>retail</i> (GWh)	13.656	10.826
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.174	1.135
Gas venduto a clienti <i>retail</i> (Mmc)	2.454	1.925
PDR Gas (#/1000)	1.488	1.511

Ambiente

Rifiuti raccolti (Kton)	1.708	1.671
Residenti serviti (#/1000)	3.634	3.530
Rifiuti smaltiti (Kton)	3.340	3.547
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	1.780	1.807

Reti e Calore

EE distribuita (GWh)	11.735	11.913
Gas distribuito (Mmc)	2.963	2.745
Acqua distribuita (Mmc)	78	72
RAB Energia Elettrica (M€)	641	646
RAB Gas (M€)	1.426	1.395
Vendita calore (GWt)	2.783	2.768
Produzione cogenerazione (GWh)	316	317

Lettera agli
Azionisti

Organi sociali

1
**Dati di sintesi
del Gruppo A2A**

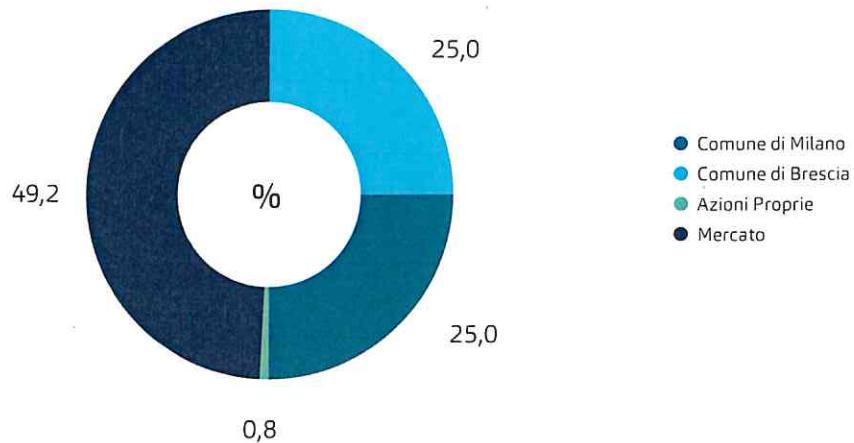
Business Units

Aree geografiche
di attivitàStruttura
del Gruppo**Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2019**

Azionariato

A2A S.p.A.
in BorsaIndicatori
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 (*)

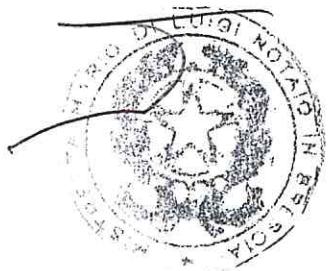


(*) Fonte CONSOB per le quote superiori al 3% (aggiornamento al 31/12/2019).

Dati societari di A2A S.p.A.

31 12 2019 31 12 2018

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 30 dicembre 2019 (milioni di euro)	5.238
Capitale sociale al 30 dicembre 2019 (azioni)	3.132.905.277
2019	
Capitalizzazione media (milioni di euro)	5.011
Volumi medi giornalieri (azioni)	9.593.175
Prezzo medio (euro per azione)	1,60
Prezzo massimo (euro per azione)	1,81
Prezzo minimo (euro per azione)	1,43

Fonte: Bloomberg

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

Il 22 maggio 2019 A2A ha distribuito un dividendo pari a 0,070 euro per azione.

Principali indici in cui è presente il titolo A2A

FTSE MIB
STOXX Europe 600
STOXX Europe Utilities
EURO STOXX
EURO STOXX Utilities
MSCI Europe Small Cap
WisdomTree International Equity
S&P Global Mid Small Cap

Indici etici

FTSE4Good
ECPI Indices
ECPI Low Carbon Italy Equity
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 2019 A2A ha ottenuto un rating di A sul questionario MSCI ESG e di B- sui questionari CDP Climate Change e CDP Water.

Lettera agli
Azionisti

Organi sociali

1
**Dati di sintesi
del Gruppo A2A**

Business Units

*Aree geografiche
di attività*

*Struttura
del Gruppo*

*Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2019*

Azionariato

*A2A S.p.A.
in Borsa*

*Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)*

2
Scenario e
mercato

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

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

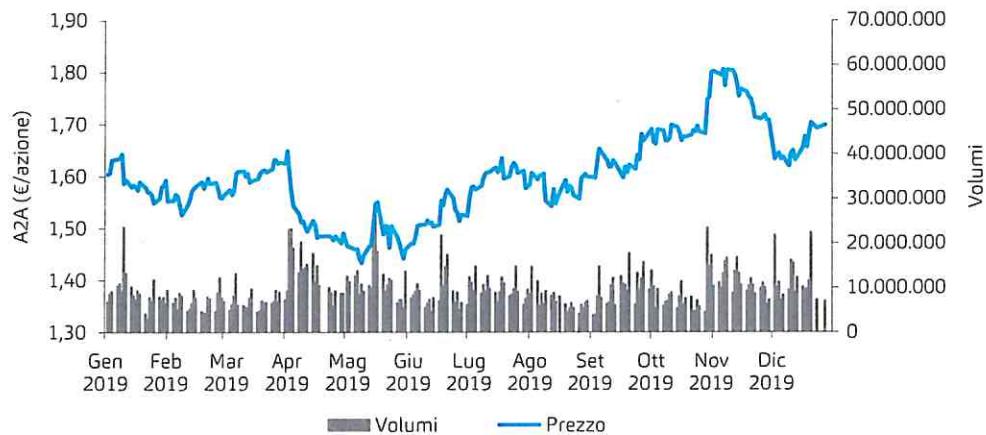
5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

A2A: prezzo e volumi



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 28 dicembre 2018 = 100)

Volatilità storica del 2019
A2A: 18,5%
FTSE MIB: 15,3%

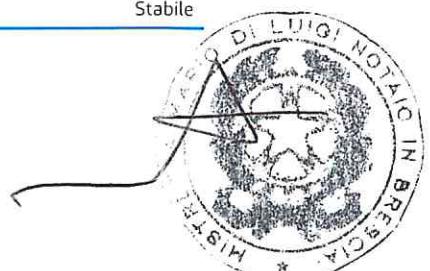


Fonte: Bloomberg

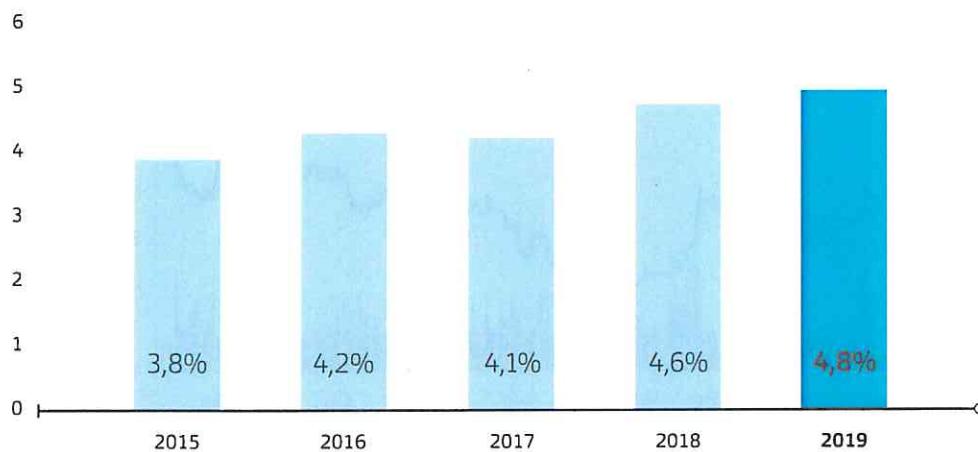
Rating

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

Fonte: agenzie di rating



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



Lettera agli
Azionisti

Organici sociali

1
**Dati di sintesi
del Gruppo A2A**

Business Units

*Aree geografiche
di attività*

*Struttura
del Gruppo*

*Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2019*

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

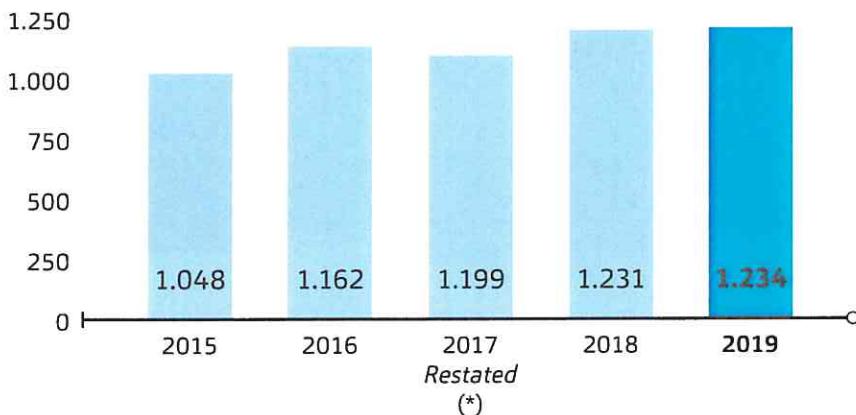
6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

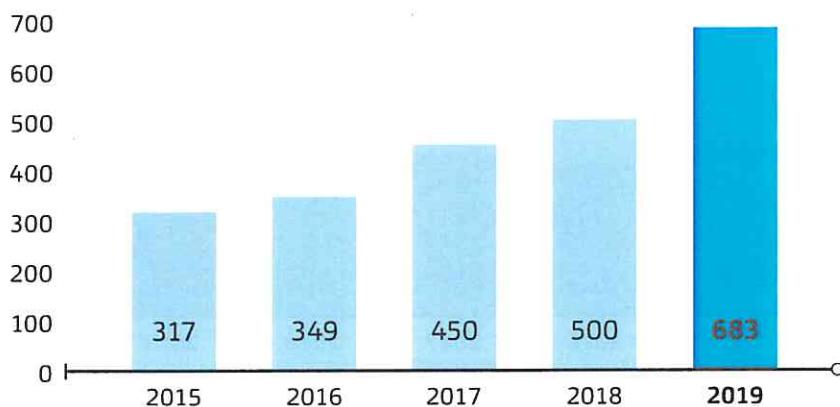
8
Altre
informazioni

Indicatori Alternativi di *Performance* (AIP)

Margine Operativo Lordo
milioni di euro

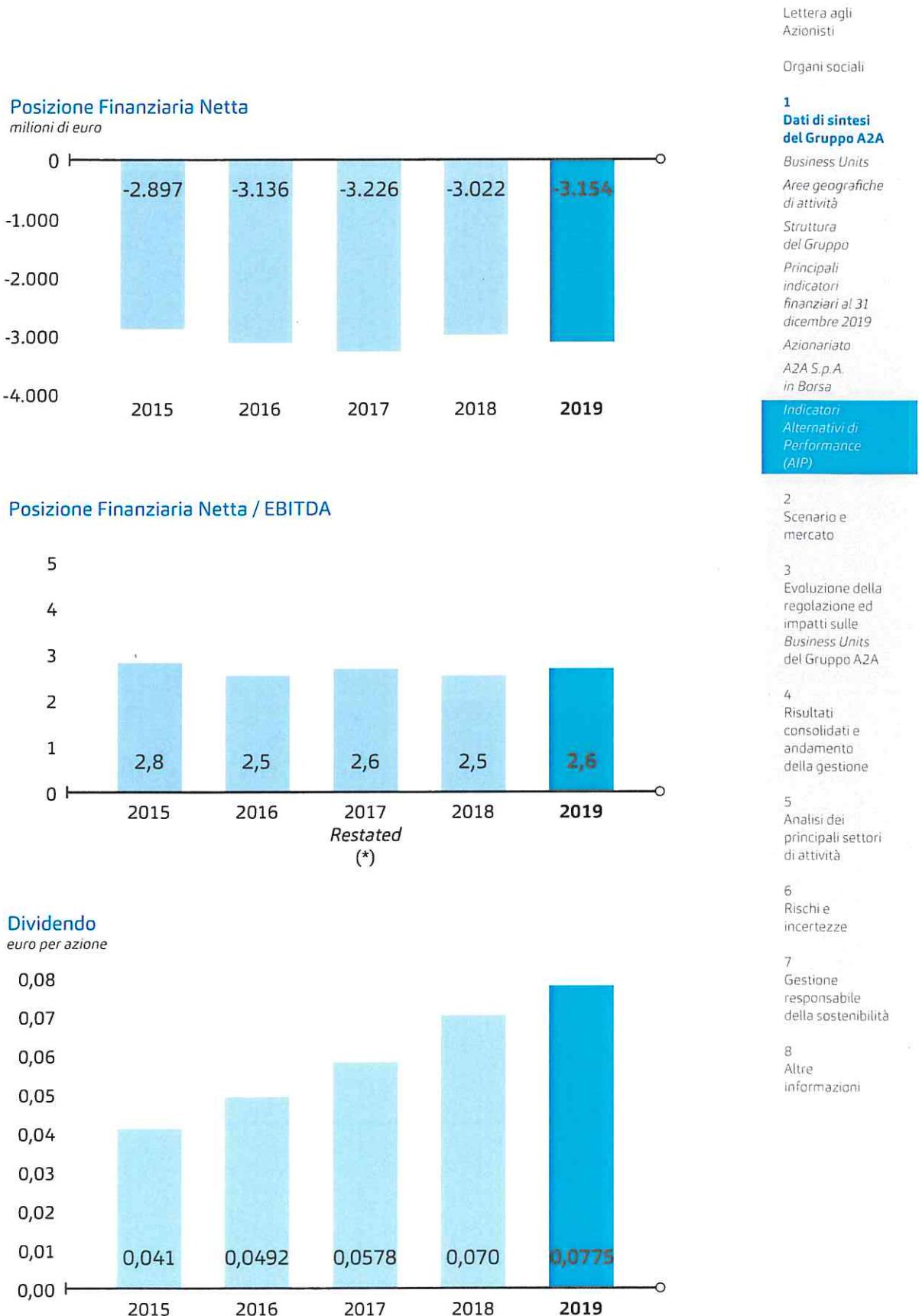


Investimenti Netti
milioni di euro



(*) I valori al 31 dicembre 2017 recepiscono gli effetti economici derivanti dalla riclassificazione ai fini dell'IFRS 9 delle poste economiche del Gruppo EPCG.





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 2018.

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

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

Margine operativo lordo

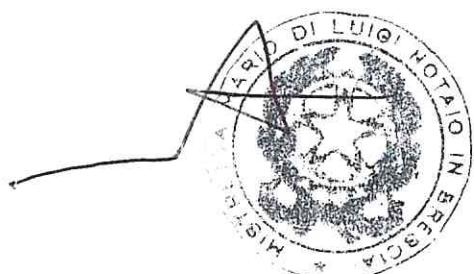
Il **Margine operativo lordo** è un indicatore alternativo di *performance* operativa, calcolato come la somma del "Risultato operativo netto" più gli "Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni".

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

Risultato da transazioni non ricorrenti

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

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



Capitale immobilizzato netto

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

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

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

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

Capitale di funzionamento

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

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

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

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

Capitale investito/Capitale investito netto

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

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

Fonti di copertura

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

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

Lettera agli
Azionisti

Organi sociali

1
**Dati di sintesi
del Gruppo A2A**

Business Units

*Aree geografiche
di attività*

*Struttura
del Gruppo*

*Principali
indicatori
finanziari al 31
dicembre 2019*

Azionariato

*A2A S.p.A.
in Borsa*

**Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)**

2
Scenario e
mercato

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

4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

Posizione finanziaria netta/Indebitamento finanziario netto

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

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

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

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

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

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

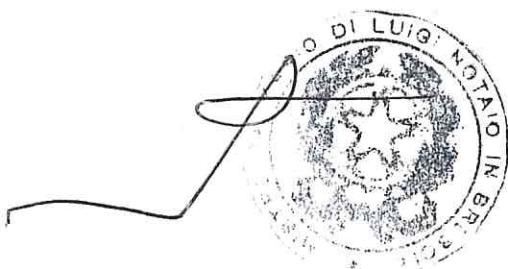
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali

Gli **Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali** sono desumibili dalle informazioni riportate nelle Note illustrate 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

Secondo le stime del Fondo Monetario Internazionale lo sviluppo dell'economia globale si è attestato ad un +2,9% registrando, nel 2019, il trend di crescita economica più basso dalla crisi finanziaria fino ad oggi.

Per quanto riguarda le economie avanzate il PIL americano è atteso attestarsi al +2,3% nel 2019, in contrazione rispetto al +2,9% registrato nel 2018 a causa della flessione dell'export e della domanda interna. Circa gli altri paesi si segnala che l'economia cinese ha rallentato nel 2019 come mai prima negli ultimi 30 anni ed è cresciuta del +6,1%, penalizzata dalla guerra commerciale con gli Stati Uniti e ancora di più da una serie di problemi interni, come il calo degli investimenti, del credito e dei consumi. La crescita è diminuita significativamente in India, con un PIL atteso al +4,8% per il 2019, ed è rimasta modesta sia in Russia che in Brasile (fonte: Fondo Monetario Internazionale).

Il PIL dell'Area Euro per l'anno 2019, secondo la stima preliminare contenuta nell'*Eurozone Economic Outlook* di Ifo Institute e dell'Istat, segnerà un +1,2% rispetto al +1,9% registrato nel 2018 a causa della debolezza del settore industriale dove l'attività si è contratta nei mesi estivi, con un calo marcato soprattutto in Germania. Il PIL tedesco nel 2019 è cresciuto dello 0,6%, registrando l'incremento più basso degli ultimi 6 anni ed un differenziale notevole rispetto al 2018 e al 2017, quando segnò una crescita rispettivamente del +1,5% e del +2,5%.

La stima dell'andamento del PIL italiano per l'intero anno 2019 formulata dall'Istat si assesta in media al +0,2%, dopo il +0,8% del 2018. Per il quarto trimestre dell'anno la previsione è di una discesa dello 0,3% rispetto al trimestre precedente, evidenziando un calo marcato nell'industria e in agricoltura a fronte di un sostanziale ristagno del terziario.

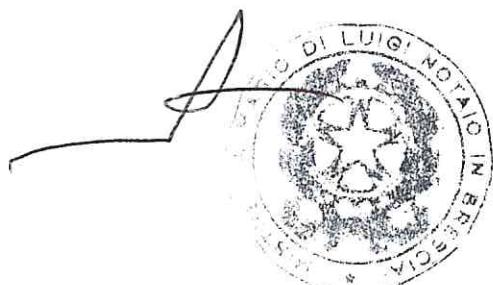
Relativamente all'indice dei prezzi al consumo nell'Area Euro, l'*Eurostat* ha comunicato che l'inflazione si è attestata al +1,3% nel mese di dicembre, in aumento rispetto al +1,0% registrato a novembre grazie all'incremento dei prezzi dei beni energetici. Nella media dell'anno l'inflazione acquisita è pari ad un +1,2%.

Secondo le stime preliminari dell'Istat, nel mese di dicembre 2019, l'indice nazionale dei prezzi al consumo in Italia (NIC) si è attestato al +0,5%, in aumento rispetto al +0,2% di novembre grazie all'accelerazione dei prezzi dei carburanti che hanno registrato un'inversione di tendenza rispetto agli ultimi mesi. Nella media dell'anno i prezzi al consumo registrano una crescita dello 0,6%, ovvero la metà rispetto all'1,2% registrato nel 2018, a conferma della debolezza mostrata dall'indice nel corso del 2019.

Nella riunione del 12 marzo 2020, il Consiglio direttivo della Banca Centrale Europea (BCE) ha mantenuto inalterati i tassi di interesse di riferimento sulle operazioni di rifinanziamento principali, sulle operazioni di rifinanziamento marginale e sui depositi presso la banca centrale (rispettivamente allo 0,00%, allo 0,25% e al -0,50%). Inoltre la BCE, con l'obiettivo di sostenere e supportare le imprese in crisi, ha varato una serie di misure speciali, per far fronte all'emergenza Coronavirus, che prevedono un *Quantitative Easing* aggiuntivo da 120 miliardi, nuove aste per immettere liquidità nel sistema bancario e condizioni più favorevoli per i prestiti TLTRO (*Targeted Longer Term Refinancing Operations*), per sostenere il credito al sistema economico in crisi.

Nella riunione del 15 marzo 2020, la *Federal Reserve* (FED) ha tagliato a sorpresa i tassi di interesse portandoli nella fascia 0% - 0,25%; ciò significa una sfiorbiciata di un punto percentuale rispetto al livello fissato soltanto lo scorso 3 marzo, che porta il costo del denaro ai minimi storici visti solo durante la recessione seguita al crac di Lehman Brothers nel 2008.

Il tasso di cambio medio EUR/USD si è attestato a 1,12 dollari nel 2019, in contrazione del 5,2% rispetto all'anno precedente, proseguendo il trend di deprezzamento della moneta unica già iniziato nella seconda parte del 2018, per effetto delle incertezze attinenti l'Eurozona, quali il rallentamento della crescita economica nonché le tensioni politiche.



Le prospettive

L'anno 2020 era iniziato con l'economia globale in stabilizzazione, con la fiducia in una ripresa grazie soprattutto alla distensione commerciale tra Cina e Stati Uniti ed una maggiore chiarezza sul percorso della Brexit. L'emergenza legata alla diffusione del virus Covid-19, partita dalla Cina e rapidamente diffusasi al globo intero, ha comportato enormi ricadute sul quadro economico e finanziario mondiale con effetti che al momento risultano ancora difficili da stimare date le incertezze che permangono circa l'estensione e la durata del fenomeno.

L'OCSE è intervenuta sulle stime di espansione per il 2020 con un taglio di mezzo punto percentuale. La crescita del PIL globale dovrebbe dunque attestarsi ad un +2,4% nell'anno in corso, rispetto al già debole +2,9% del 2019. L'OCSE stima che tale previsione potrebbe precipitare all'1,5% a fronte di un ulteriore indebolimento delle prospettive di crescita legato ad uno sviluppo del virus di maggior durata ed intensità, con una larga diffusione nelle regioni dell'Asia-Pacifico, dell'Europa e del Nord America. Per l'anno 2021, a condizione che gli effetti dell'epidemia non diventino più duraturi e più intensi anche grazie ad azioni strategiche ben mirate da parte dei governi, l'OCSE si attende una ripresa e prevede una crescita del PIL mondiale del +3,3%, superiore a quella del +3% prevista nel novembre scorso.

Per la Cina la previsione è di una crescita sotto il 5%, al +4,9% contro il +5,7% indicato a novembre, mentre per il 2021 si prospetta un rimbalzo a +6,4% con un incremento di 0,9 punti rispetto alle stime dello scorso autunno. Anche gli Stati Uniti non sfuggono al ritocco delle previsioni, con un +1,9% (da +2%) quest'anno, seguito da +2,1% (+0,1 punti) il prossimo. Il PIL giapponese è stato tagliato a +0,2% (da +0,6%) per il 2020, mentre resta a +0,7% per il 2021. L'India che già versa in una situazione di rallentamento a causa dello stress nel settore finanziario non bancario e della debole crescita del reddito rurale è prevista crescere del +5,1% nel 2020 e del +5,6% nel 2021.

Per l'Europa si prospetta una sostanziale stagnazione, con una caduta significativa per le economie più fragili, come l'Italia. I meccanismi che alimentano la crisi sono innanzitutto l'interruzione di parte della produzione ed il blocco dei consumi nei periodi di diffusione più acuta dell'epidemia. L'Eurozona dovrà accontentarsi di un aumento del PIL dello 0,8% quest'anno (contro il +1,1% previsto a novembre) e dell'1,2% il prossimo (stima invariata). Per la Germania, la previsione è di una crescita del +0,3% nel 2020, contro il +0,6% del 2019 e a fronte di un +0,4% previsto a novembre, mentre per il 2021 si stima un rimbalzo a +0,9%, invariato rispetto a tre mesi fa. In ribasso anche le stime di crescita del Regno Unito, che nel 2020 e nel 2021 dovrebbe crescere dello 0,8% (+1,4% nel 2019) rispetto al +1,0% stimato a novembre.

Per l'Italia l'indicazione dell'OCSE è di una crescita zero quest'anno (da +0,4%) mentre per il 2021 viene confermato +0,5%.

L'inflazione nell'Area Euro, secondo le previsioni di dicembre formulate dagli esperti della BCE, dovrebbe restare contenuta nell'arco del triennio 2020-22 in coerenza con la crescita moderata dell'attività economica. I valori previsti si attestano all'1,1% nel 2020, all'1,4% nel 2021 ed all'1,6% nel 2022.

La dinamica dell'inflazione in Italia dovrebbe rimanere moderata e recuperare gradualmente. I prezzi al consumo dovrebbero aumentare dello 0,7% nella media di quest'anno ma con forti possibilità di ulteriore riduzione legata all'emergenza; le previsioni si attestano ad un 1,1% per il 2021 e ad un 1,3% per il 2022 per effetto soprattutto di una ripresa delle retribuzioni e dei margini di profitto che beneficierebbero della migliore fase ciclica (fonte: Banca d'Italia).

Un altro meccanismo destinato ad aggravare la crisi, il più pericoloso, è quello della finanza. Tra il 19 febbraio e il 12 marzo alla Borsa di Wall Street l'indice S&P500 ha perso il 25%, a Londra la caduta dell'indice FTSE100 è stata del 28%, alla Borsa di Milano l'indice FTSE MIB ha perso il 40%. L'instabilità finanziaria è destinata a crescere e non è stata fermata dalle nuove emissioni di liquidità da parte della Federal Reserve statunitense, pari a 1.500 miliardi di dollari, e men che meno della Banca Centrale Europea, con appena 120 miliardi di euro per tutto il 2020, senza riduzioni dei tassi d'interesse.

La Federal Reserve (FED) ha comunicato che si impegnerà a mantenere questo livello di tassi finché l'economia non avrà superato l'emergenza. Non solo, la FED ha anche lanciato un massiccio programma di Quantitative Easing da 700 miliardi di dollari, al fine di sostenere l'economia e proteggerla dall'impatto della pandemia. Anche la Banca Centrale Europea (BCE) sottolinea come i tassi d'interesse rimarranno ai loro livelli attuali o inferiori finché le prospettive di inflazione non convergeranno saldamente a un livello sufficientemente vicino, ma inferiore al 2% nell'orizzonte di proiezione.

Le proiezioni macroeconomiche, formulate dagli esperti della Banca Centrale Europea in dicembre, indicano un tasso di cambio EUR/USD pari a 1,12 nel triennio 2020-22 in linea con le attese di politiche monetarie e finanziarie accomodanti da parte delle rispettive banche centrali.

Lettera agli
Azioneisti

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 2019 è stato pari a 319.597 GWh (fonte: Terna), sostanzialmente in linea (-0,6%) rispetto al 2018; in termini destagionalizzati e corretti per calendario e temperatura, la variazione rimane inalterata.

La produzione netta di energia nell'anno 2019 è stata pari a 283.846 GWh, in aumento dell'1,4% rispetto all'esercizio precedente. Nello specifico, per quanto concerne le fonti da produzione rinnovabile, risultano in aumento sia quella eolica (+14,3%) che quella fotovoltaica (+9,3%); in calo la fonte idroelettrica (-5,9%). In lieve incremento la produzione termoelettrica che evidenzia un +1,3% rispetto all'anno precedente e si attesta a 186.811 GWh. La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'88,1% della richiesta di energia elettrica mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la restante parte.

Sul fronte prezzi dell'energia elettrica il valore medio del PUN (Prezzo Unico Nazionale) *Base Load* nel 2019 ha evidenziato una diminuzione del 14,6%, attestandosi a 52,3 €/MWh, contro 61,3 €/MWh del 2018. Tale andamento, in linea con le dinamiche registrate dalle quotazioni delle principali borse elettriche limitrofe, riflette principalmente la riduzione del costo del gas sceso ad un livello prossimo al minimo storico registrato nel 2016. Quotazioni medie in contrazione anche per il prezzo nelle ore di alto carico (-14,2% per il PUN *Peak Load* che si attesta a 58,4 €/MWh). Il prezzo medio nelle ore a basso carico (PUN *Off-Peak*) registra un calo del 14,9% attestandosi a 49,0 €/MWh. Per l'anno 2020 le curve *forward* indicano prezzi di PUN *Base Load* con valori medi prossimi ai 42,6 €/MWh.

Gas Naturale

Nel 2019 i consumi di gas naturale in Italia riprendono il *trend* di crescita interrotto l'anno precedente attestandosi a 73.764 Mmc ed evidenziando un aumento del 2% (fonte: Snam Rete Gas). La crescita è stata trainata esclusivamente dai consumi del settore termoelettrico (+10,4%), favoriti dalla fase ribassista del costo del gas che, nel terzo trimestre dell'anno, si è attestato sui minimi storici. In lieve contrazione sia i consumi del settore industriale, che arretrano dell'1,9% attestandosi a 14.002 Mmc, che quelli del settore civile che scontano un autunno mite e si portano a 31.649 Mmc (-2,1%).

Dal lato offerta, la crescente domanda nel periodo in esame continua ad essere sostenuta dalle importazioni di gas naturale che hanno rappresentato il 94,0% del fabbisogno nazionale al netto dell'andamento dello stoccaggio; la produzione nazionale, che ha soddisfatto la parte restante, risulta in flessione dell'11,9% attestandosi al minimo storico di 4.514 Mmc. L'incremento delle importazioni è stato soddisfatto in particolare tramite i rigassificatori (+61%); arretra, invece, l'import tramite gasdotto (-4%).

Per quanto concerne le quotazioni il prezzo medio del gas al TTF per il 2019 è stato pari a 13,5 €/MWh, in diminuzione del 40,6% rispetto al 2018. La quotazione al PSV, che a gennaio risultava pari a 23,7 €/MWh, cede nei primi otto mesi dell'anno oltre 12 €/MWh, posizionandosi ad agosto sui valori più bassi di sempre (11,4 €/MWh); i prezzi risultano in lieve risalita nell'ultimo trimestre dell'anno ma su livelli comunque contenuti. Nello specifico, il prezzo medio del gas al PSV nel 2019 è stato pari a 16,0 €/MWh, in diminuzione del 33,6% rispetto al 2018. Per l'anno 2020 le curve *forward* indicano prezzi con valori medi prossimi agli 11,7 €/MWh: in sensibile contrazione rispetto all'anno precedente anche per gli effetti legati all'emergenza per la diffusione del virus Covid-19.

L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale PSV-TTF per il periodo in esame pari a 2,5 €/MWh in aumento rispetto al differenziale del 2018 (pari a +1,3 €/MWh). Il mercato del gas al PSV tende a confermare anche per l'anno 2020 uno *spread* strutturale rispetto al TTF: le curve *forward* prevedono un differenziale nell'intorno di 1,5 €/MWh.

Petrolio e carbone

Dopo un periodo di moderata ma costante crescita evidenziata nel corso dei primi mesi dell'anno e culminata nelle quotazioni di aprile e maggio che hanno superato i 70 \$/bbl, il prezzo del greggio ha iniziato a calare raggiungendo il valore di minimo di 59,5 \$/bbl nel mese di agosto. A settembre la quotazione del petrolio ha mostrato un sensibile rialzo attestandosi a 62,2 \$/bbl per effetto delle forti tensioni geopolitiche registrate in Medio Oriente, chiudendo l'anno con quotazioni prossime ai 65,0 \$/bbl. Nella media del 2019 il prezzo si è attestato a 64,1 \$/bbl, evidenziando una contrazione del 10,4% rispetto a quanto consuntivato nell'anno precedente (71,6 \$/bbl). Il deprezzamento dell'Euro



nei confronti del dollaro ha mitigato la diminuzione delle quotazioni espresse in €/bbl (-5,5%). Le previsioni elaborate dall'*'Energy Information Administration* (EIA) prevedono che il prezzo medio del *Brent* sul mercato sarà pari a 65,0 \$/bbl nel 2020 (a fronte di un valore delle attuali curve *forward* prossimo ai 43,1 \$/bbl) per attestarsi a 68,0 \$/bbl nel 2021.

La domanda mondiale di petrolio nell'anno 2019, secondo quanto comunicato dall'*'Energy Information Administration* (EIA), si è attestata in media a 100,8 milioni di barili al giorno rispetto ai 99,9 milioni di barili al giorno del 2018. Per l'anno in corso, dopo che l'epidemia di Coronavirus si è diffusa oltre i confini cinesi, la domanda di petrolio è prevista in diminuzione per la prima volta dal 2009, con una contrazione attesa di circa 1,1 milioni di barili al giorno (nel corso del primo trimestre 2020 la domanda della Cina è diminuita di 1,8 milioni di barili al giorno, mentre quella globale ha evidenziato una riduzione di 2,5 milioni di barili al giorno); la domanda dovrebbe tornare alla normalità nel corso del secondo semestre dell'anno compatibilmente con la durata e l'estensione della crisi legata all'emergenza virus. L'OPEC, nel *Monthly Oil Market Report* di marzo, ha invece previsto un aumento della domanda globale di petrolio nel 2020 di 0,06 milioni di barili al giorno.

Il carbone nel corso del 2019 ha evidenziato un *trend* decrescente, registrando il livello di minimo nel mese di giugno, con una quotazione prossima ai 48,0 \$/tonn; è risalito nel mese di settembre a 60,1 \$/tonn per poi ripiegare nell'ultimo trimestre dell'anno ad un valore medio pari a 55,2 \$/tonn. Nella media del 2019 il prezzo si è attestato a 60,2 \$/tonn, evidenziando una contrazione del 34,4% rispetto a quanto consumitivo nello stesso periodo dell'anno precedente (91,7 \$/tonn). Il deprezzamento della moneta unica nei confronti del dollaro ha attenuato la diminuzione delle quotazioni espresse in euro (-31%) rispetto al 2018. Per l'anno corrente le curve *forward* indicano prezzi con valori medi prossimi ai 50,0 \$/tonn.

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

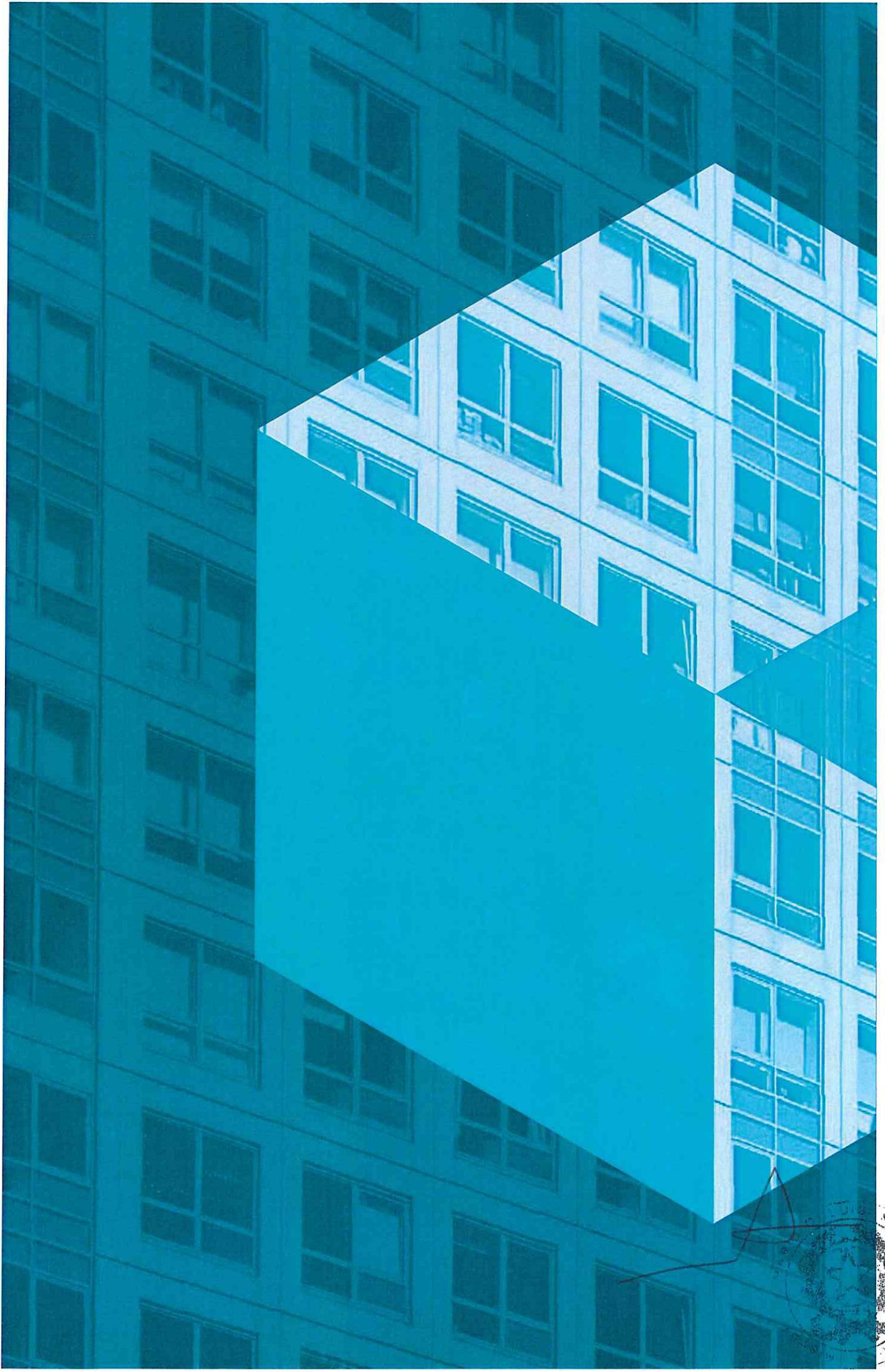
4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

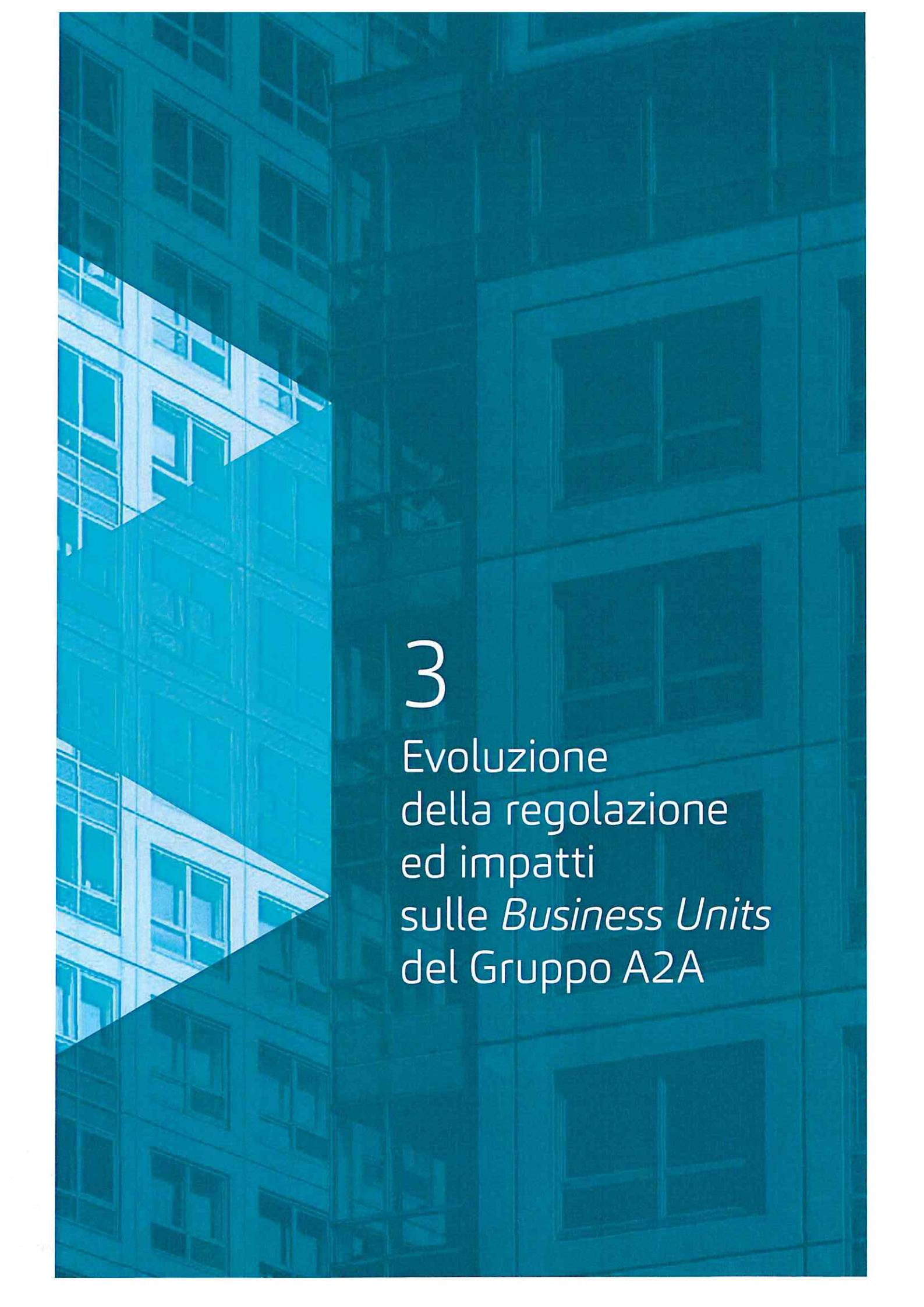
5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
Rischi e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni





3

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

Green Deal UE

Il *Green Deal* (GD) è una Comunicazione con le priorità della Commissione Von der Leyen, incentrate sulla rifondazione dell'impegno europeo per lo sviluppo sostenibile e la lotta ai cambiamenti climatici con l'obiettivo di rafforzare la *leadership* UE in qualità di principale mercato globale con la capacità di influenzare le politiche internazionali in condivisione con le comunità locali.

Il GD prevede che tutte le politiche UE siano coerenti con gli obiettivi ambientali e costituisce una parte integrante della strategia ONU per l'Agenda al 2030 con riferimento ai *sustainable development goals*, prevedendo un lavoro di affiancamento agli Stati membri nel quadro della nuova *governance*, con specifici focus sui settori energia, trasporti ed economia circolare.

Tra le misure che indirizzeranno le politiche in ottica trasversale, previa analisi dei *trade-off* socio-economici e ambientali, è prevista la promozione di: regolazione e standardizzazione, investimenti per l'innovazione, riforme nazionali (politica industriale e fiscale), dialogo sociale e con *partner* internazionali.

Target e strumenti

La Commissione lancerà entro marzo 2020 un Patto per il Clima con la prima "Climate Law" che perseguirà l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050: per quella data l'obiettivo è azzerare le emissioni nette di CO₂ ed arrivare al *decoupling* tra PIL e CO₂.

Poiché con le politiche attuali le emissioni di CO₂ al 2050 verrebbero ridotte solo del 60%, è necessario rinforzare l'impegno: a tal fine nell'estate 2020 la Commissione presenterà un piano per accelerare il percorso di taglio delle emissioni con un obiettivo del 50%-55% al 2030 rispetto al 1990. Nel settore dei trasporti il target è del -90% di emissioni al 2050.

Entro l'estate 2021 verranno riviste le principali politiche legate ai temi energetico-climatici, incluso l'*Emission Trading System* (ETS), con l'obiettivo di assicurare un effettivo *carbon pricing* per l'economia ed aumentare l'impegno di tutti i settori produttivi e non (ad esempio il residenziale), nonché promuovendo la creazione di un *carbon market* a livello globale. Al tempo stesso è riconosciuta la necessità di preservare la sicurezza degli approvvigionamenti e la competitività del tessuto industriale europeo.

Tra gli impegni della Commissione c'è la revisione di alcune misure legislative al fine di assicurare un'aderenza con gli obiettivi del GD, tra cui la *Energy Taxation Directive*, gli *State Aid Guidelines* (nel 2021), la revisione della strategia per la finanza sostenibile (3Q 2020), il rafforzamento degli impegni su rinnovabili ed efficienza energetica, la *renovation* di edifici, trasporti (SPL, elettrico e biocarburanti) ed economia circolare (in coerenza con la gerarchia dei rifiuti e lo sviluppo di mercati per le materie recuperate).

Finanziamenti e opportunità

Uno dei pilastri costituenti il GD è il *Sustainable Europe Investment Plan*. Realizzare gli obiettivi di sostenibilità che la UE si è posta richiederà un ingente sforzo in termini finanziari, in tutti i settori dell'economia. In particolare, i nuovi impegni sul clima ed energia da traguardare entro il 2030 richiederanno investimenti aggiuntivi nell'ordine dei 260 miliardi di euro l'anno entro tale data. Pertanto, l'Unione Europea destinerà il 25% del proprio *budget* a sostegno dell'ambiente e del clima.

Complessivamente, saranno mobilitati circa 1.000 miliardi di euro nei prossimi 10 anni. A garanzia che nessun Paese sia lasciato indietro, una parte del *Sustainable Europe Investment Plan* è rappresentata dal *Just Transition Mechanism*, che mobiliterà circa 100 miliardi di euro in 7 anni (143 miliardi in 10 anni) per una transizione "giusta", nel rispetto delle diverse condizioni di partenza e prestando attenzione alle regioni più impattate.

Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

A inizio gennaio 2020 il MiSE ha trasmesso alla Commissione Europea il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) recante le politiche e le misure nazionali finalizzate al raggiungimento degli obiettivi europei al 2030 in relazione a decarbonizzazione, efficienza, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia, ricerca, innovazione e competitività. Il PNIEC, obbligatorio ai sensi della Direttiva RED (Direttiva 2009/28/CE) e valido per il periodo 2021-2030 prevede, tra l'altro, che il 30% del consumo finale lordo di energia sia coperto da fonti rinnovabili, la riduzione dei consumi di energia primaria del 43% e la riduzione dei gas serra per i settori non ETS del 34,6%.

L'8 gennaio 2020 è stato, inoltre, pubblicato il Decreto di parere motivato di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) emanato dal MATTM di concerto con il MIBACT che rappresenta uno dei passaggi



della consultazione istituzionale sul PNIEC che condurranno alla definitiva approvazione del Piano, previo via libera dell'Esecutivo UE.

Il PNIEC guiderà le politiche italiane nel settore dell'energia e clima al raggiungimento dei target europei al 2030 in ottica *road map* 2050.

Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)

Con Delibera 242/2019/A ARERA ha approvato il "Quadro strategico 2019-2021" dove sono individuati gli Obiettivi e le Linee di Intervento nei diversi settori regolati con le relative tempistiche di implementazione. Gli elementi principali su cui si concentrerà l'azione del Regolatore, individuati anche a valle di un ciclo di audizioni con gli *stakeholder*, sono:

- **la "rinnovata" necessità di investimenti:** sviluppo sostenibile ed economia circolare richiedono nuovi investimenti sia nei segmenti regolati (es. approvvigionamenti idrici e depurazione, reti DSO-TSO per la gestione delle rinnovabili non programmabili) sia in quelli contendibili (oltre alla generazione anche le attività di trattamento/smaltimento dei rifiuti). La regolazione dovrà incentivare l'innovazione tecnologica, anche attraverso sperimentazioni (progetti pilota di Terna) ed apposite *sandboxes* regolatorie sul modello anglosassone;
- **garantire segnali di lungo periodo e certezza delle regole:** in un contesto di profondo mutamento è difficile individuare scenari su cui effettuare analisi costi/benefici, mentre le scelte di investimento (tipicamente *capital intensive*) richiedono un quadro stabile. La regolazione dovrà essere flessibile per cogliere le opportunità tecnologiche (digitalizzazione, sviluppo *storage*, *sector coupling*, ecc.) ma evitare situazioni di *lock in* tecnologico e *stranded cost*;
- **la concorrenza e i consumatori:** nei settori energetici l'obiettivo è accompagnare il processo di liberalizzazione dei mercati *retail* rendendo i consumatori sempre più consapevoli ed assicurando loro adeguati strumenti di tutela. I *driver* principali saranno l'evoluzione dello *smart metering* e del Sistema Informativo Integrato per favorire il trasferimento delle informazioni e dei segnali di prezzo ai consumatori e la definizione di una tutela rafforzata per i consumatori più vulnerabili. Dovrà essere, inoltre, intercettato il crescente ruolo del consumatore che partecipa al mercato dell'energia. ARERA offre il proprio sostegno tecnico per un eventuale "trasferimento parziale" degli oneri di sistema sulla fiscalità generale. Nei settori ambientali dovranno essere definiti adeguati standard di qualità del servizio ed efficienza delle gestioni;
- **lo sviluppo delle infrastrutture:** obiettivo di ARERA è allineare gli interessi dei soggetti regolati con quelli del sistema e dei consumatori, attraverso strumenti di tipo *output based* (superando il differente trattamento di OPEX vs CAPEX nella direzione di sistemi TOTEX). Viene posta enfasi sull'importanza della digitalizzazione per efficientare i processi e gestire attivamente le reti. Infine la regolazione dovrà integrare nel sistema le nuove configurazioni di produzione e consumo (anche con riferimento alle *energy community* introdotte dal *Clean Energy Package*) e le ricariche dei veicoli elettrici;
- **waste:** definizione di una regolazione "asimmetrica" coerente con la *governance* multilivello e le caratteristiche tecnico-gestionali dei diversi contesti, che superi la TARI-tributo a favore della tariffa e promuova la capacità del sistema locale di gestire integralmente i rifiuti e l'adeguatezza impiantistica in maniera coerente con gli obiettivi dell'economia circolare. A partire dal 2020 verrà introdotta la regolazione tariffaria dei servizi di raccolta e trasporto, sulla base dei costi efficienti e dei parametri di qualità individuati, mentre la regolazione tariffaria per gli impianti di trattamento è prevista dal 2021;
- **Servizio Idrico Integrato:** dopo gli importanti risultati raggiunti in termini di stabilità delle regole e, quindi, di promozione degli investimenti, ARERA individua gli interventi necessari per migliorare le condizioni di accesso alla risorsa, completare la regolazione lato utente (tariffa pro capite, fascia agevolata, morosità, ecc..), superare le carenze infrastrutturali (*regional water divide*), migliorare i meccanismi di premi/penalità sulla base delle *performance* tecniche dei gestori, favorire lo sviluppo tecnologico e la digitalizzazione, con particolare riferimento alla misura. È previsto un intervento per incentivare il recupero dei fanghi di depurazione;
- **mercati energetici:** lo spostamento del valore dalla *commodity* alla disponibilità in particolari momenti e con determinate caratteristiche di flessibilità rende necessaria l'operatività del mercato della capacità e la riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) con l'apertura a tutte le risorse (anche sulla base dei progetti pilota di Terna). È in corso di predisposizione il nuovo Testo

Lettera agli Azionisti

Organì 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

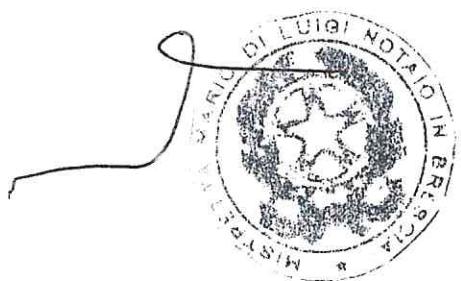
6
Rischi e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE) e la revisione della disciplina degli sbilanciamenti, nonché l'avvio immediato del mercato infra-giornaliero in negoziazione continua alle frontiere italiane. Anche nel gas viene ravvisata la difficoltà del sistema attuale di produrre segnali di lungo periodo per gli investimenti e tale situazione potrà richiedere strumenti regolatori specifici. Soprattutto nei nuovi segmenti di mercato della flessibilità particolare focus sarà riservato al monitoraggio dei mercati (REMIT) anche con un'attività di affiancamento da parte di ARERA per garantire la *compliance* degli operatori;

- **reti di teleriscaldamento:** considerate *driver* per la decarbonizzazione. La regolazione deve tutelare il consumatore fornendo informazioni chiare e semplici per una partecipazione consapevole al mercato dei servizi di climatizzazione; in quest'ottica è prevista un'attenzione anche ai temi della misura e del *demand side management*. Lo sviluppo delle reti va valutato in maniera sinergica con le gare per la distribuzione gas al fine di favorire gli obiettivi di sostenibilità ambientale. Infine, la regolazione dovrà assicurare condizioni tecnico economiche per l'integrazione di nuovi impianti alle reti, previa valutazione dei costi e dei benefici per il sistema.



Business Unit Generazione e Trading

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

Il meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva vigente fino al 2021 (la Delibera 437/2019/R/eel ha, infatti, esteso il meccanismo al biennio 2020 e 2021) è il c.d. *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 con riferimento ai quali la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi.

Questo meccanismo è operativo dal 2004 per effetto della Delibera 48/04 la quale prevede che l'Autorità determini *ex ante* uno specifico gettito (pari a circa 180-200 milioni di euro/anno) raccolto tramite le bollette di energia elettrica e corrisposto tramite l'applicazione di due corrispettivi (CAP1 e S) agli impianti di generazione abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento e che risultano disponibili nei giorni critici.

Con le Delibere 30/2019/R/eel e 206/2019/R/eel sono state liquidate le partite relative al *capacity payment* di competenza del 2018 (CAP1 e S) per un importo totale per il Gruppo A2A di circa 28,2 milioni di euro (con una sopravvenienza attiva di circa 8,2 milioni di euro).

La Delibera 233/2019/R/eel ha disposto la liquidazione del corrispettivo CAP1 relativo al 2019 entro il 30 settembre 2019 (il Gruppo A2A ha incassato circa 18 milioni di euro) mentre la Delibera 289/2019/R/eel ha stabilito di riconoscere il corrispettivo S entro il 30 aprile 2020.

Il D.Lgs. n. 379 del 2003 aveva, inoltre, previsto 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. Tale meccanismo consiste, tecnicamente, in un contratto per le differenze ad una via ovvero un'asta in cui gli operatori assegnatari acquisiscono il diritto a ricevere un premio (in €/MW/anno) a fronte dell'obbligo di offrire tutta la capacità impegnata su MGP e la capacità non accettata in esito ai mercati dell'energia (MGP e MI) su MSD, restituendo alla controparte Terna la differenza - se positiva - tra i prezzi di riferimento dei mercati ed un prezzo *strike* (in €/MWh).

Dopo lunghe interlocuzioni informali con le istituzioni europee e numerose consultazioni in ambito italiano, il MiSE con DM 28 giugno 2019 ha approvato la disciplina di Terna (dopo parere positivo di ARERA rilasciato con Delibera 281/2019/R/eel) prevedendo:

1. lo svolgimento di procedure concorsuali nel 2019 per le consegne 2022 e 2023;
2. la partecipazione alle aste di capacità esistente, nuova, in rifacimento, ripotenziamento o adeguamento. La capacità nuova che non ha ottenuto titolo autorizzativo ma per la quale è stata avviata la relativa procedura alla data di qualifica, può essere selezionata in una sessione aggiuntiva dell'asta che si attiva solo se non viene soddisfatto il fabbisogno di capacità al di sotto del quale il sistema risulta inadeguato (quindi la quantità che garantisce massimo 6 h/anno di distacco per ogni zona del mercato (cfr punto 5));
3. l'esclusione dalla partecipazione della capacità esistente che superi contemporaneamente entrambi i seguenti limiti emissivi (i.e. carbone e olio): emissioni superiori a 550 gr CO₂/kWh (certificazione in fase di qualifica), emissioni superiori a 350 kg CO₂/kW/media anno (verifica ex-post). La capacità nuova è esclusa al superamento del solo limite emissivo di 550 gr CO₂/kWh;
4. la non cumulabilità del corrispettivo con alcune incentivazioni erogate dal GSE durante il periodo di consegna (tariffe, Ritiro Dedicato e Scambio sul Posto);
5. il valore obiettivo dell'indicatore LOLE (*loss of load expectation*) che esprime il livello di adeguatezza del sistema elettrico italiano pari a 3 h/anno. Il DM stabilisce anche un ulteriore livello di adeguatezza del sistema, inferiore a quello obiettivo, pari a 6 h/anno, utilizzato per la definizione del fabbisogno di capacità e al di sotto del quale il sistema risulta inadeguato.

Con la Delibera 363/2019/R/eel ARERA ha successivamente fissato:

- i *cap* al premio: 75.000 €/MW/anno per la capacità nuova, 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente (coincidente con quello previsto per la capacità estera);
- il valore minimo di investimento per la capacità nuova che può richiedere contratti di 15 anni pari a 209.000 €/MW;

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

- i criteri per la determinazione del prezzo *strike* attraverso l'utilizzo di un'indicizzazione dell'elemento a copertura del prezzo del gas mensile invece che trimestrale, al fine di riflettere maggiormente l'andamento del mercato, oltre alla previsione di un meccanismo di mitigazione del rischio prezzo in caso di emergenza gas.

Con la Delibera 364/2019/R/eel ARERA ha espresso parere di conformità alle Disposizioni Tecniche di Funzionamento, poste in consultazione da Terna e che costituiscono parte integrante della disciplina del *capacity market*.

Infine, la Delibera 365/2019/R/eel ha stabilito le modalità di determinazione e copertura degli oneri netti derivanti dal meccanismo per gli anni 2022 e 2023 (ex art.14 della Delibera ARG/elt 98/11). In particolare è previsto:

- il recupero degli oneri netti attraverso un corrispettivo applicato all'utente del dispacciamento in prelievo, esentando gli utenti in prelievo assegnatari nel mercato della capacità;
- che il 70% dell'onere netto complessivo sia coperto in funzione dei prelievi dell'utente del dispacciamento nelle ore di picco fissate da Terna in cui lo stress per il sistema elettrico è maggiore;
- l'aggiornamento con cadenza annuale del corrispettivo unitario di picco (70%) e trimestrale del corrispettivo unitario di fuori picco (30%). I corrispettivi variabili, le penali e le altre partite economiche non determinabili in sede annuale vengono applicate negli aggiornamenti del corrispettivo unitario di fuori picco.

A2A S.p.A., nel corso delle aste svoltesi il 6 e il 28 novembre, si è aggiudicata tutta la capacità offerta a livello nazionale, ovvero circa 5 GW/anno per complessivi 340 milioni di euro di premio sul biennio di consegna 2022-2023. Circa 0,24 GW per il 2023 e 0,12 GW per il 2022 sono relativi a capacità di nuova realizzazione. Il prezzo di aggiudicazione dell'asta è stato pari a 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente e a 75.000 €/MW/anno per 15 anni per la capacità nuova.

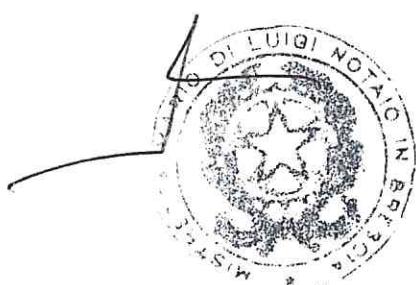
Alcuni operatori (tra cui Tirreno Power S.p.A. e Axpo Italia S.p.A.) e l'Associazione Italia Solare hanno presentato ricorso per l'annullamento del DM MiSE 28 giugno 2019 e di tutti i connessi atti di ARERA e di Terna. In tutti i casi è stato presentato un primo ricorso al TAR, in anticipo rispetto allo svolgimento delle aste, corredata d'istanza di sospensiva a cui i ricorrenti hanno rinunciato in vista di un'udienza di merito a breve: il TAR si pronuncerà, infatti, il 26 febbraio. A quanto appreso, Tirreno Power S.p.A. avrebbe proposto ricorso anche alla Corte di giustizia europea. A2A S.p.A. si è costituita quale contro interessata difendendo la legittimità del provvedimento di aggiudicazione.

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 per 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.

È 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 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 le Delibere 101/2019/R/eel e 111/2019/R/eel è stato liquidato da Terna il saldo relativo al 2016 per un importo pari a circa 11 milioni di euro. Con le Delibere 459/2019/R/eel e 506/2019/R/eel sono stati liquidati, rispettivamente, il primo acconto 2019 (circa 37 milioni di euro) e il secondo acconto 2018 (circa 24 milioni di euro).



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 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 tuttora in essere in quanto diversi operatori, seguendo percorsi indipendenti, hanno presentato ricorso contro la citata Delibera 333/2016/R/eel invocandone la sospensiva, negata in sede TAR ma concessa, per alcuni e dietro prestazione di garanzie, dal Consiglio di Stato. Allo stato attuale, le sedute di merito del TAR Lombardia hanno nella maggior parte dei casi rigettato le istanze degli operatori ricorrenti ma si attendono ancora gli esiti degli appelli dinanzi al Consiglio di Stato.

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 di tali condotte in termini di incremento dei prezzi di sbilanciamento.

Nell'ambito di tale indagine, con le Delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel sono stati avviati numerosi procedimenti individuali per l'adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di regolazione asimmetrica. In particolare, per il Gruppo A2A sono stati aperti procedimenti nei confronti di:

- A2A Energia S.p.A., A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.), Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) ed Enercity S.r.l. (ora Suncity Energy S.r.l.) 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:

- archiviazione per A2A Energia S.p.A., non sussistendo i presupposti né per l'adozione di provvedimenti prescrittivi né per avviare procedimenti sanzionatori;
- l'adozione di un provvedimento prescrittivo nei confronti di Linea Più S.p.A (ora A2A Energia S.p.A.), il quale impone la restituzione a Terna di circa 3,9 milioni di euro;
- l'adozione di un provvedimento prescrittivo nei confronti di Enercity S.r.l. (ora Suncity Energy S.r.l.), il quale impone la restituzione a Terna di circa 737 mila euro;
- l'archiviazione per A2A Energiefuture S.p.A. a seguito dell'assoggettamento dell'impianto di San Filippo del Mela al regime di essenzialità, ai sensi della Delibera 803/2016/R/eel.

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

Nel contesto della Delibera 342/2016/E/eel, l'Autorità ha, altresì, avviato numerosi procedimenti sanzionatori che per il Gruppo A2A hanno riguardato:

- 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, con Delibera 122/2018/S/eel l'Autorità ha irrogato alla società una sanzione amministrativa pecuniaria ridotta pari a 22.500 euro;
- Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) per violazione dell'articolo 14.6 della Delibera 111/06 («programmazione diligente»), con irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria di circa 1,5 milioni di euro (Delibera 164/2018/S/eel);
- Enercity S.r.l. (ora Suncity Energy S.r.l.) per violazione dell'articolo 14.6 della Delibera 111/06 («programmazione diligente»), con provvedimento DSAI/81/2017/eel. In questo caso il procedimento non si è ancora concluso.

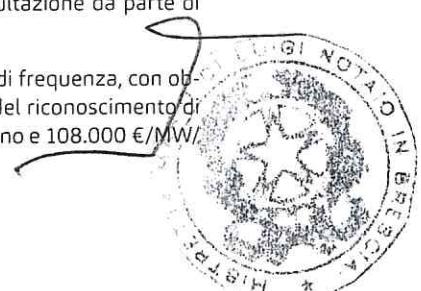
Linea Più S.p.A. ha presentato ricorso in sede giudiziaria sia nei confronti del provvedimento prescrittivo che di quello sanzionatorio, e ad oggi sono pendenti gli appelli verso il Consiglio di Stato sia con riferimento al provvedimento prescrittivo che a quello sanzionatorio (successivamente al rigetto dei relativi ricorsi dinanzi al TAR Lombardia). In entrambi i casi, la società ha già provveduto a liquidare gli importi dovuti sia a Terna che ad ARERA. Suncity Energy S.r.l. ha, altresì, proposto ricorso verso il provvedimento prescrittivo ed è ad oggi pendente l'appello verso il Consiglio di Stato. Anche in questo caso, Suncity Energy S.r.l. ha già provveduto a liquidare a Terna gli importi dovuti.

Progetti pilota Terna per l'apertura di MSD a nuove risorse

Con Delibera 300/2017/R/eel l'Autorità ha avviato un percorso di apertura di MSD a nuove risorse, dando mandato a Terna di predisporre progetti pilota (soggetti all'approvazione di ARERA) 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 dei servizi possono avvenire anche in forma aggregata.

Ad oggi Terna ha proposto 6 progetti pilota:

1. UVAC (Unità Virtuali Abilitate di Consumo), approvato con Delibera 372/2017/R/eel, che prevede l'accesso a MSD per UC che, anche aggregate, superino 1 MW di potenza regolabile. La remunerazione è "a chiamata" ma è prevista anche la contrattualizzazione a termine (nella forma di contratto ad una via) da parte di Terna;
2. UVAP (Unità Virtuali Abilitate di Produzione), approvato con Delibera 583/2017/R/eel, che prevede l'abilitazione volontaria di UP, anche non rilevanti che, aggregate, superino 1 MW di potenza regolabile. La remunerazione è solo "a chiamata";
3. UPR (Unità di Produzione Rilevanti), approvato con Delibera 383/2018/R/eel, che prevede l'accesso a MSD per UP rilevanti prima non abilitate (rinnovabili non programmabili, UP non obbligatoriamente abilitate);
4. UPI (Unità di Produzione Integrate), approvato con Delibera 402/2018/R/eel, che prevede la possibilità di fornire regolazione primaria presso UP abilitate o UPR tramite storage integrati 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);
5. UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste), approvato con Delibera 422/2018/R/eel, che prevede:
 - il superamento dei progetti UVAC e UVAP tramite la definizione di UVAM che può comprendere UC e UP: i titolari di UVAC e UVAP avevano un tempo limitato per adeguarsi al Regolamento UVAM e non decadere dall'abilitazione a MSD;
 - la contrattazione a termine analoga a quella prevista per le UVAC e remunerazione "a chiamata" su MSD;
6. Fast Reserve (riserva ultra rapida per la regolazione di frequenza), in consultazione da parte di Terna fino al 17 gennaio 2020. Tale progetto prevede:
 - l'approvvigionamento a termine di capacità per la regolazione ultra rapida di frequenza, con obbligo di messa a disposizione di tale capacità per 1.000 ore/anno a fronte del riconoscimento di un corrispettivo fisso annuo (*cap* da definire, compreso tra 78.000 €/MW/anno e 108.000 €/MW/anno).



anno) determinato in esito ad un'asta al ribasso (remunerazione *pay as bid*). Il contratto aggiudicato potrà avere durata di 3 (o 4) anni, a partire dal 1° gennaio 2022 fino al 31 dicembre 2024 (o 2025). Lo svolgimento delle aste è previsto entro la fine del 2020;

- un contingente – che può essere modificato da Terna fino a 60 giorni prima dell'asta – pari a 200 MW per Continente e Sicilia e di 30 MW per la Sardegna. La potenza qualificata per unità (*Fast Reserve Unit*) deve essere compresa tra 5 MW e 25 MW ed ogni partecipante non potrà offrire più del 75% del contingente disponibile per area di assegnazione.

A2A S.p.A. dopo aver partecipato ai progetti UVAP e UVAC, ha qualificato una propria UVAM che è risultata assegnataria del premio per i mesi da aprile a ottobre 2019. Inizialmente l'UVAM era qualificata con una potenza di 3 MW mentre da maggio è stata ampliata a 6 MW.

Approvvigionamento a termine di risorse per la regolazione di tensione nell'area di Brindisi

La Delibera 675/2018/R/eel ha approvato il Regolamento e lo Schema di Contratto proposti da Terna per l'approvvigionamento a termine di risorse per la regolazione di tensione nell'area di Brindisi. La fornitura di energia reattiva è necessaria non solo per mantenere la stabilità della tensione nell'area, compromessa per la presenza di fonti rinnovabili intermittenti, ma anche per ridurre nel minor tempo possibile i costi di dispacciamento. Di seguito le principali caratteristiche dell'asta:

- contingente 500 MVA/anno e durata del contratto pari a 10 anni;
- tetto di spesa: 500 MVA**Reservation Price* (RP in €/MVA/anno) o prezzo massimo selezionabile, non noto ai partecipanti, definito da Terna sulla base dei benefici attesi dalla contrattualizzazione a termine ed approvato dall'Autorità;
- asta del tipo *pay as bid* con selezione delle offerte non superiori al RP e priorità a risorse disponibili già dal 1° marzo 2020, in ordine crescente di prezzo, poi a risorse disponibili dal 1° luglio 2020 ed, infine, dal 1° ottobre 2020 (tre finestre temporali di ingresso);
- previsti fino a 4 *round* di gara. La selezione termina al 1° *round* se si raggiunge la quantità obiettivo rispettando il RP e il tetto di spesa. In alternativa si procede con altri 3 *round*.

L'asta si è svolta il 20 febbraio 2019 ed A2A Energiefuture S.p.A. è risultata assegnataria di 286 MVA di energia reattiva ad un prezzo medio ponderato di 28.098 €/MVA/anno; i due dispositivi contrattualizzati entreranno in esercizio, rispettivamente, il 1° marzo 2020 e il 1° luglio 2020, con la disponibilità ad effettuare le prove due mesi prima dell'entrata in servizio.

Il contratto dovrà garantire la fornitura di regolazione continua ed automatica di tensione, senza immissione di attiva, per un valore non inferiore alla potenza contrattualizzata (al netto delle manutenzioni programmate e dei periodi di indisponibilità accidentale oggetto di franchigie). La remunerazione è composta da una parte fissa – a copertura dell'investimento/remunerazione e pari al prodotto tra la capacità impegnata ed il prezzo offerto – e da una variabile – a copertura dei costi correlati al prelievo dell'energia elettrica necessaria per il funzionamento del dispositivo – al netto di eventuali penali. La regolazione economica avviene su base mensile.

Le indisponibilità programmate ed accidentali fino ad una certa soglia non sono oggetto di penale mentre oltre tale soglia sono previste penali che possono arrivare, per ogni anno solare, fino al 120% della remunerazione riferita a ciascun dispositivo indisponibile. Infine, la garanzia richiesta da Terna è pari al 120% della remunerazione oggetto di contratto.

Incentivi alla produzione da fonti rinnovabili

Il D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28, in attuazione della Direttiva 2009/28/CE, ha definito il quadro dei regimi incentivanti per la produzione elettrica alimentata da fonte rinnovabile al fine di perseguire la strategia europea di sviluppo del settore. A tale D.Lgs. sono seguiti i DM 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 relativi a nuovi investimenti in impianti da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico.

Quanto al raccordo con il precedente sistema di incentivazione dei Certificati Verdi (CV), è previsto che dal 1° gennaio 2016 agli impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 e rientranti nel precedente schema il GSE riconosce un incentivo sulla produzione netta per tutto il residuo periodo di diritto a ricevere CV e che si somma ai ricavi di vendita sul mercato. Tale incentivo (I) è pari a:

- $I = k \times (180 - Re) \times 0,78$;

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

- 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;
- R_e = è il prezzo di cessione dell'energia elettrica sul mercato registrato nell'anno precedente e comunicato dall'Autorità.

Nel 2019 l'incentivo (I) è stato di 92,11 €/MWh.

Analogo strumento è riconosciuto agli impianti che hanno beneficiato dei CV rilasciati sulla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento 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.

Con riferimento alla produzione di energia da impianti fotovoltaici connessi alla rete, il D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387, ha introdotto il meccanismo del Conto Energia, prevedendo un incentivo in conto esercizio erogato dal GSE sotto forma di *feed-in-premium* (ossia un premio riconosciuto alla produzione che si somma al prezzo di vendita sul mercato, differenziato in base alla taglia dell'impianto e alle caratteristiche innovative dello stesso corrisposto per 20 anni). Dal 2005 al 2013 sono stati introdotti 5 Conti Energia, ciascuno in aggiornamento del precedente. Le incentivazioni del 5° ed ultimo Conto Energia non sono state più applicate dal 6 luglio 2013 per effetto del raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di euro di spesa annua previsto dal DM 5 luglio 2012.

Il 14 giugno 2019 la Commissione UE ha approvato, ai sensi della disciplina sugli aiuti di Stato, il nuovo schema di sostegno per le rinnovabili elettriche e il 9 agosto 2019 è stato pubblicato in G.U. dal MiSE, di concerto con il MATTM, il DM cosiddetto FER1 che definisce il quadro incentivante per le FER considerate mature e con costi fissi bassi o, comunque, in diminuzione: eolico, idroelettrico, biogas da depurazione e FV – quest'ultimo era escluso dai precedenti DM e godeva dell'apposito Conto Energia. Per le altre FER dovrebbe seguire un ulteriore DM (cd. FER 2).

Per gli impianti con potenza inferiore a 1 MW gli incentivi sono riconosciuti tramite iscrizione a registri mentre per gli impianti con potenze superiori è prevista un'asta al ribasso (7 bandi fino al 2021, dei quali il primo il 30 settembre 2019), con meccanismi di premialità (es. autoconsumo, FV con rimozione amianto), specifici criteri di priorità per accedere ed una remunerazione fino a 20/30 anni.

Il meccanismo di incentivazione è del tipo "*Contratto per Differenze*": l'operatore si aggiudica una tariffa (*strike*) e il GSE paga, se positiva, la differenza tra lo *strike* e il prezzo orario zonale mentre, se negativa, l'operatore restituisce al GSE. Il tetto di spesa complessiva è sempre pari a 5,8 miliardi di euro per un contingente massimo di 8.000 MW assegnabili ad impianti nuovi/rifatti con entrata in esercizio entro il 2022/2023, in funzione della tecnologia e della taglia.

Il GME – come previsto dal DM FER1 – ha lanciato una consultazione pubblica per la realizzazione di una piattaforma di mercato per la negoziazione di contratti a lungo termine di energia da fonti rinnovabili (*Power Purchase Agreement* – PPA).

Il 19 dicembre 2019, il GSE ha avviato una consultazione pubblica sulla definizione del contratto-tipo per l'assegnazione degli incentivi: tale contratto di diritto privato, come previsto all'art. 24 del DM 23 giugno 2016, deve essere stipulato dal soggetto responsabile per ogni singolo impianto a seguito del conseguimento del diritto di accesso agli incentivi e sarà approvato da ARERA.

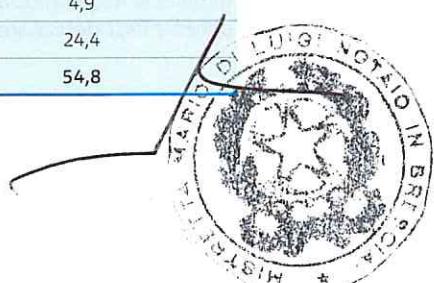
La prima sessione per l'accesso agli incentivi è stata aperta dal GSE in data 30 settembre 2019 e chiusa il 4 novembre 2019: i risultati saranno pubblicati entro la fine di gennaio.

Al 31 dicembre 2019 gli incentivi erogati dal GSE al Gruppo A2A sono pari a circa 55 milioni di euro.

Tipologia incentivo GSE

miliardi di euro

<i>Feed-in tariff</i>	25,5
Tariffa omnicomprensiva	4,9
Conto energia (FV)	24,4
Totale	54,8



Verifiche GSE: conclusione con esito positivo per gli impianti fotovoltaici di Helios 1 S.r.l.

Gli impianti fotovoltaici Zollino 2 e Torchiarolo di proprietà di Helios 1 S.r.l., società controllata da A2A Rinnovabili S.p.A., entrati in esercizio nel 2011 e beneficiari del secondo Conto Energia, sono stati oggetto di una verifica ispettiva del GSE iniziata il 2 novembre 2016. Dopo varie integrazioni documentali inviate dalla società, il 14 gennaio 2019 il GSE ha concluso il procedimento di verifica con esito negativo rappresentando la mancanza del rispetto della norma CEI EN 61215 per alcuni moduli forniti dalla Ecoware S.p.A. e disponendo il recupero di tutti gli incentivi erogati.

Helios 1 S.r.l. ha ottenuto dal GSE in data 12 febbraio 2019 l'apertura al riesame del procedimento in forza del reperimento di ulteriore documentazione e, al fine di salvaguardare i propri diritti, ha comunque presentato ricorso straordinario al Presidente della Repubblica avverso la conclusione negativa del procedimento.

In data 20 settembre 2019 il GSE ha concluso con esito positivo l'istanza di riesame ed ha riattivato l'emissione degli incentivi stabiliti in sede di qualifica dell'impianto.

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

Con la Legge n. 12/2019, di conversione del D.L. 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 MiSE e MATTM, 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/privata 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 possibile 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 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.

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

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.

In considerazione di questo nuovo quadro normativo, la Commissione Europea ha inviato in data 7 marzo 2019 una seconda lettera di costituzione in mora complementare⁽¹⁾ in cui lamenta che il Governo italiano avrebbe:

- continuamente prorogato le concessioni scadute, omettendo di indire procedure di selezione trasparenti ed imparziali per l'assegnazione;
- imposto al concessionario subentrante, con particolare riferimento alle opere "asciutte":
 - i. l'obbligo di versare un indennizzo superiore al valore non ammortizzato dei beni, in asimmetria di trattamento con quanto previsto nel caso di subentro da parte delle Regioni,
 - ii. l'onere di rimozione e smaltimento dei beni mobili di cui non sia previsto l'utilizzo nel progetto di concessione.

In data 10 maggio, con riferimento alle criticità sollevate dalla Commissione Europea, il Governo italiano ha inviato specifica lettera di risposta.

ARERA, ai sensi dell'art.12, comma 1-quinquies, della Legge n. 12/2019, con Delibera 490/2019/l/eeel ha approvato le *Linee Guida* propedeutiche al rilascio del parere non vincolante sugli schemi di legge regionali in merito ai canoni demaniali, che dovrà essere emanato entro 20 giorni dalla data di ricevimento del suddetto schema (nel caso in cui siano state rispettate le indicazioni di ARERA) ed entro 40 giorni negli altri casi. L'Autorità ha espresso la seguente posizione:

- i. la parte variabile⁽²⁾ del canone demaniale dovrebbe essere pari ad una percentuale, comunque definita dalle Regioni, della somma dei prodotti tra la quantità oraria dell'energia elettrica immessa in rete e il corrispondente prezzo zonale orario registrato sul Mercato del Giorno Prima (MGP);
- ii. con riferimento alla cessione gratuita di energia, dovrebbe essere preferita la sua monetizzazione invece della sua fornitura fisica, basata sul prezzo zonale orario riconosciuto all'impianto, da determinarsi a consuntivo, sull'anno solare, come media dei prezzi zonali orari che si formano sul MGP, ponderata sulla quantità di energia immessa in rete su base oraria.

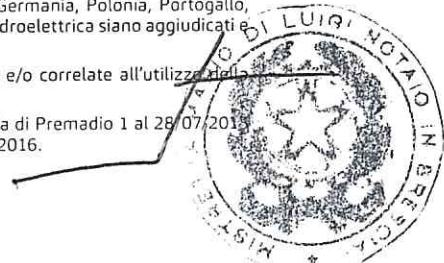
In ottemperanza a quanto previsto dal quadro legislativo in vigore e in linea con il disposto della suddetta Delibera dell'Autorità, la Regione Lombardia, con l'art. 31 della L.R. 23/2019 di Assestamento al Bilancio 2020-22, ha definito, a decorrere dal 2020, l'obbligo di fornitura alla Regione di energia gratuita da parte di tutti i titolari di concessioni di grande derivazione, siano esse esercite prima o dopo la scadenza, prevedendone sia la consegna fisica sia una sua monetizzazione (anche integrale) da calcolarsi in base ad un prezzo zonale orario medio ponderato sulla quantità di energia elettrica immessa in rete dalla centrale.

Le concessioni di grande derivazione 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 scadute⁽³⁾ ed esercite in regime di "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, oltre alla disapplicazione dell'esenzione parziale dal canone demaniale sugli impianti di Premadio 1 e Grosio. A2A S.p.A. non ha sinora corrisposto suddetto

¹ Sempre il 7 marzo 2019 la Commissione ha messo in mora anche Austria, Francia, Germania, Polonia, Portogallo, Regno Unito e Svezia al fine di "garantire che gli appalti pubblici nel settore dell'energia idroelettrica siano aggiudicati e rinnovati in conformità del diritto dell'UE".

² La componente fissa del canone dovrebbe derivare da valutazioni di tipo ambientale e/o correlate all'utilizzo della risorsa idrica che esulano dalle competenze dell'Autorità.

³ 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.



canone ed ha continuato a ritenere in vigore il beneficio dell'esenzione parziale, avendo impugnato tutte le delibere al Tribunale Superiore Acque Pubbliche⁽⁴⁾ in forza del citato comma 8bis dell'art. 12 del D.Lgs. 79/1999, che prevedeva la prosecuzione a condizioni invariate (trattasi di oltre 31 milioni di euro pretesi dalla Regione per il periodo 1° gennaio 2011 – 31 dicembre 2019, 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 circa 345 MW) hanno scadenza al 2029. Si aggiungono, inoltre, le tre grandi derivazioni di Linea Green S.p.A. (Resio, scaduta e in regime di prosecuzione temporanea fino al 31 dicembre 2020, Mazzuno e Darfo non ancora scadute) nonché la concessione di Gravedona di ACSM-AGAM S.p.A. con scadenza al 2029.

Trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023)

Con la Delibera 114/2019/R/gas, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (RTTG 2020-2023) mentre con la Delibera 201/2019/R/gas ha approvato i ricavi riconosciuti delle imprese di trasporto e ha determinato i corrispettivi per il 2020. In accordo con le disposizioni del Codice TAR (Regolamento (UE) 460/2017 che istituisce un Codice di rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas), le Delibere hanno introdotto alcune novità metodologiche nel seguito sintetizzate.

Con riferimento ai ricavi riconosciuti:

- sono riconosciuti alla maggiore impresa di trasporto esclusivamente i costi relativi all'acquisto di capacità di punta di erogazione per la modulazione oraria, escludendo i costi relativi alle prestazioni di punta di erogazione, punta di iniezione e spazio;
- viene superato l'attuale metodo di riconoscimento in natura dei costi relativi a perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato (GNC), prevedendo che le imprese di trasporto (tramite Snam Rete Gas) si approvvigionino dei quantitativi di gas necessari sul mercato organizzato; tali partite sono valorizzate sulla base del prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento. Viene, inoltre, previsto uno specifico meccanismo per il riconoscimento dei costi per l'approvvigionamento dei titoli ETS, coprendo le imprese di trasporto con un quantitativo di titoli determinato su logiche standard e neutralizzandole dal relativo rischio prezzo.

Con riferimento all'articolazione della tariffa di trasporto:

- è confermata la suddivisione della struttura della tariffa e dei corrispettivi che la compongono tra componenti capacitive (applicate ai punti di entrata e di uscita dalla rete) e componenti legate ai volumi trasportati. In relazione alla componenti capacitive è confermata la ripartizione entry-exit 40(entry)-60(exit) dei costi relativi alla rete nazionale mentre, a differenza del periodo tariffario precedente, i costi della rete regionale vengono attribuiti al 100% alla componente exit. Il rapporto complessivo risulta pari a 28(entry)-72(exit). Le componenti capacitive applicate ai punti di uscita (CPu) coprono, dunque, i costi di capitale (nonché quelli relativi al bilanciamento orario della rete) sia della rete di trasporto nazionale che regionale (viene di conseguenza eliminato il corrispettivo CR_r volumetrico);
- ai fini del calcolo dei corrispettivi unitari della tariffa, l'Autorità ha adottato il metodo *CWD-Capacity-Weighted Distance*, superando l'attuale metodo "a matrice". Nel nuovo scenario, l'Autorità ha provveduto ad applicare uno sconto del 50% al corrispettivo di entrata da/di uscita verso impianti stoccaggio derivante dall'applicazione della metodologia CWD. Si segnala infine che, in applicazione della nuova metodologia di calcolo, ha provveduto a (i) ridurre da 3 a 1 i punti di entrata/uscita da stoccaggio, (ii) ridurre da 6 a 1 le aree di uscita e (iii) accorpare in 10 hub i punti di entrata da produzioni nazionali;
- è definita una tariffa *bundled* (costituita da un unico corrispettivo che include i corrispettivi di uscita e riconsegna) a partire da ottobre 2020, parallelamente all'applicazione dei conferimenti unici al punto di uscita. Per l'anno termico 2019-2020 i conferimenti di capacità continueranno ad essere effettuati sia ai punti di uscita sia ai punti di riconsegna, e per il periodo transitorio 1° gennaio – 30 settembre 2020 verranno applicati i corrispettivi pro-forma CPu^N (applicato ai conferimenti ai punti di uscita di interconnessione tra rete nazionale e rete regionale) e CPu^R (applicato ai conferimenti ai punti di uscita da stoccaggio).

⁴ Per i dettagli si rimanda al Paragrafo "Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso".

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

menti su rete regionale). In relazione a quest'ultimo, vengono determinati due distinti corrispettivi $CP_u^R > 15 \text{ km}$ e $CP_u^R < 15 \text{ km}$ in funzione della distanza dei punti di riconsegna dalla rete nazionale;

- il corrispettivo variabile denominato CV_u è funzionale alla copertura dei costi operativi, GNC, autoconsumi, perdite e costi ETS e viene applicato al quantitativo di gas prelevato da un punto di uscita della rete (compresi i punti di uscita verso gli stocaggi e i punti di interconnessione con l'estero) e non più ai volumi immessi nella rete nazionale;
- viene introdotto un nuovo corrispettivo volumetrico, denominato CV_{FC} finalizzato al recupero delle somme relative ai fattori correttivi dei ricavi, applicato ai punti di riconsegna e ai punti di uscita verso gli stocaggi. Tale corrispettivo risulta nullo nel 2020.

Con riferimento alla tariffa di misura: viene adottata un'articolazione tariffaria che, a fronte della possibilità per i clienti finali direttamente connessi alla rete di trasporto di cedere la proprietà e gestione dell'impianto di misura all'impresa di trasporto, prevede l'introduzione di una componente tariffaria CM^{CF} , applicata ai soli punti di riconsegna per cui è stato ceduto l'impianto di misura.

Con riferimento alle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del sistema gas: sono state introdotte alcune novità, tra cui l'eliminazione della componente tariffaria ψ e la creazione del nuovo "Conto oneri trasporto" in sostituzione dell'attuale "Conto squilibri perequazione trasporto". La componente CRV^{FG} viene applicata ai punti di riconsegna che alimentano le reti di distribuzione e a quelli che alimentano clienti finali diretti allacciati alle reti regionali (non viene più applicata ai volumi di gas immessi nella rete nazionale).

In termini di processo, entro il 31 maggio di ogni anno l'Autorità determinerà e pubblicherà i corrispettivi tariffari di trasporto e misura validi per l'anno successivo.

Relativamente agli impatti attesi delle previsioni tariffarie per il V periodo regolatorio:

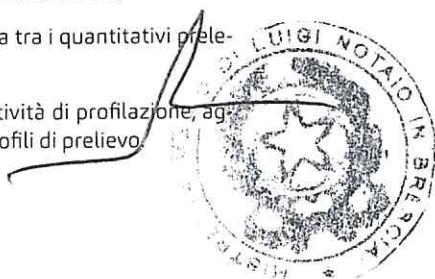
- si registra un aumento generale dei corrispettivi 2020 rispetto al 2019. I punti di *entry* risultano i più penalizzati (+20% per Tarvisio, +96% per Passo Gries) e si osserva un riassorbimento in parte delle differenze tariffarie tra Nord e Sud. In aumento anche i costi di *entry* dai terminali di rigassificazione (+290% per Olt.). Più contenuti gli aumenti in *exit* ad eccezione dell'*exit* stoccaggio (+71%). Gli aumenti tariffari sono imputabili sia alla nuova metodologia tariffaria sia all'aumento dei ricavi che devono essere riconosciuti alle imprese di trasporto;
- per gli impianti termoelettrici del Gruppo A2A si stima – a parità di conferimento su circa 6.000 MW di capacità - una diminuzione dei costi fissi al 2021 di circa 7,6 milioni di euro ed un aumento dei costi variabili già dal 2020 pari a 10 milioni di euro (con un potenziale aumento del prezzo all'ingrosso del mercato elettrico).

Settlement gas: nuova disciplina dal 1° gennaio 2020

Il *settlement gas* è la disciplina definita da ARERA volta ad assicurare un'efficiente erogazione dei servizi di bilanciamento del gas naturale, in particolare con riferimento alla determinazione delle partite fisiche ed economiche di competenza di ciascun utente (trasportatori, Utenti del Bilanciamento, Utenti della Distribuzione, vendori e clienti finali).

Con le Delibere 72/2018/R/gas e 148/2019/R/gas ARERA ha approvato la nuova disciplina del *settlement gas* che sarà in vigore dal 1° gennaio 2020 e che:

- conferma la struttura basata su sessioni di bilanciamento mensili con successive sessioni di aggiustamento (una per il conguaglio annuale ed una per il conguaglio pluriennale);
- semplifica le procedure per la determinazione delle partite economiche nonché fisiche di bilanciamento;
- stabilisce il conguaglio dei corrispettivi di scostamento e dei corrispettivi variabili sulla base dell'alocato giornaliero in esito alla sessione di aggiustamento;
- introduce il fattore di termicità (parametro Wkr) per la correzione dei profili di prelievo in base all'andamento climatico, determinato e pubblicato dal Responsabile del Bilanciamento;
- assegna a Snam Rete Gas S.p.A. il compito di approvvigionare la differenza tra i quantitativi prelevati ai *city gate* e la somma dei consumi attesi;
- assegna al Sistema Informativo Integrato di Acquirente Unico S.p.A. le attività di profilazione, aggregazione delle misure, calcolo del prelievo annuo e di attribuzione dei profili di prelievo.



Con la Delibera 451/2019/R/gas l'Autorità ha definito le modalità di approvvigionamento da parte di Snam Rete Gas S.p.A. dei quantitativi di gas necessari al funzionamento del sistema – cd. gas di sistema (ψ). Tale quantitativo è la somma di autoconsumi, perdite di rete, GNC, variazioni di *linepack*, differenza tra gas immesso e prelevato nelle reti di distribuzione.

Dal 1° gennaio 2020 l'approvvigionamento di ψ è effettuato in un comparto di MP-GAS denominato AGS (approvvigionamento gas di sistema), attraverso due aste di tipo bilaterale a prezzo marginale, una nel giorno G-1 alle ore 13:30 e l'altra nel giorno G alle ore 13:30, senza sospensione del mercato a contrattazione continua. Le offerte di vendita di Snam Rete Gas S.p.A. sono valorizzate a 0 €/MWh mentre le offerte in acquisto sono pari alla media del prezzo medio ponderato dei prodotti *title* (cd. SAP) dei 7 giorni precedenti quello di negoziazione, aumentata di 30 €/MWh. Le transazioni concluse in esito a tali aste non vengono incluse, tuttavia, nella formazione del prezzo SAP.

La Delibera 147/2019/R/gas ha previsto a partire da ottobre 2020 la riforma dei conferimenti ai punti di riconsegna (PdR) sottesi ai *city gate*, prevedendo:

- la determinazione d'ufficio della capacità di trasporto dei PdR sottesi ai *city gate*;
- il conferimento da parte dell'impresa di trasporto della capacità a ciascun UdB funzionale alla fornitura dei PdR serviti (sulla base delle relazioni di corrispondenza e relativi aggiornamenti mensili);
- il superamento del sistema di penali di scostamento per i PdR sottesi ai *city gate*.

Infine, con Delibera 538/2019/R/gas l'Autorità ha previsto delle soluzioni transitorie per limitare eventuali impatti negativi per gli operatori derivanti dall'applicazione della nuova metodologia di *settlement* a partire dal 1° gennaio 2020, in presenza di conferimenti di capacità effettuati in un periodo antecedente. Nello specifico, l'Autorità ha previsto:

- la "depenalizzazione dei superi di capacità": le penali di supero verranno determinate nella misura del valore minimo tra la penale calcolata sulla base dell'allocato secondo la nuova metodologia e la penale calcolata sulla base dell'allocato riproporzionato sull'immesso giornaliero;
- l'introduzione di sessioni di conferimento per la revisione al rialzo delle capacità fino al 31 maggio. Tali incrementi di capacità si applicano retroattivamente fino a ottobre 2019.

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 Delibera 32/2019/R/gas ha introdotto un meccanismo di riconoscimento degli importi spettanti ai vendori tramite l'istituzione di una componente di socializzazione sulla tariffa di distribuzione e misura gas corrisposta dai clienti con consumi fino a 200.000 Smc/anno (sotto-componente della UG₂ denominata UG_{2k}). La raccolta del gettito avverrà nell'arco di 3 anni a partire dal 1° aprile 2019.

Il 31 maggio A2A Energia S.p.A., Lumenergia S.p.A., ACEL Energie S.p.A. ed Enerxenia S.p.A. hanno presentato istanza di accesso alla CSEA per complessivi 21,7 milioni di euro che saranno liquidati in tre sessioni comprese tra il 1° aprile 2020 e il 31 dicembre 2021.

Si segnala che, a seguito del ricorso presentato lo scorso marzo dalla Confederazione generale dell'artigianato e delle imprese (Confartigianato) nei confronti della Delibera 32/2019/R/gas, il TAR Lombardia con sentenza n. 38/2020 ha parzialmente annullato il provvedimento relativamente al perimetro di applicazione della componente di socializzazione (che secondo i giudici dovrebbe essere ampliato), fermo restando il diritto delle imprese di vendita all'incasso degli importi.

Lettera agli Azionisti

Organi sociali

1
1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

2
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
4
Risultati
consolidati e
andamento
della gestione

5
5
Analisi dei
principali settori
di attività

6
6
Rischi e
incertezze

7
7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
8
Altre
informazioni

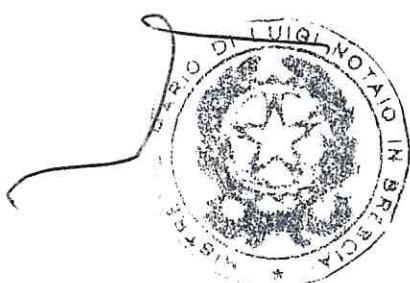
Istanza di restituzione di parte della sanzione amministrativa comminata a Plurigas S.p.A.

Con Delibera n. 229/06 l'Autorità aveva irrogato una sanzione amministrativa a Plurigas S.p.A. (oggi in liquidazione) pari a 1,5 milioni di euro per inottemperanza ad alcune richieste di informazioni. La società aveva avviato un contenzioso sulle modalità di quantificazione della sanzione, nel frattempo comunque liquidata per un ammontare pari a 1.522.083,33 euro (comprensivo di interessi).

Con sentenza n. 1084/2012 del 27 febbraio 2012 il Consiglio di Stato, a chiusura del contenzioso in corso, ha annullato la sopra citata Delibera n. 229/06 nella parte relativa alla quantificazione dell'importo della sanzione, imponendo all'Autorità di rideterminarla tenendo conto dell'effettiva capacità economica di Plurigas S.p.A.. In data 15 dicembre 2016, con Deliberazione 755/2016/S/gas l'Autorità, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, ha provveduto a rideterminare l'importo della sanzione nella misura di 980 mila euro.

A fronte del provvedimento di ottemperanza, in data 21 febbraio 2017 Plurigas S.p.A. ha presentato istanza di rimborso all'Agenzia delle Entrate. Solo nel maggio 2019, l'Agenzia delle Entrate ha provveduto ad inoltrare l'istanza di rimborso al MiSE, ad oggi organo competente al riguardo. L'Autorità, successivamente, ha rilasciato il proprio *nulla osta* al MiSE, rivedendo l'importo oggetto di restituzione nella misura di 530.001,14 euro, al fine di tener conto degli interessi legali maturati a partire dalla data del *nulla osta* di ARERA fino alla data del bonifico.

In data 19 novembre 2019 il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha provveduto a liquidare l'importo. Attualmente è in fase di determinazione l'ammontare degli interessi legali maturati a partire dalla data del *nulla osta* di ARERA fino alla data del bonifico.



Business Unit Mercato

Legge Concorrenza 2017 e cessazione delle tutele di prezzo per energia elettrica e gas

La Legge 4 agosto 2017, n. 124 (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° gennaio 2022 ai sensi del Decreto Legge n. 162/2019 c.d. Milleproroghe);
- 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 (c.d. Elenco Venditori);
- 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/l/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 Offerte per la raccolta e pubblicazione delle offerte commerciali gestito da Acquirente Unico S.p.A.;
- ha trasmesso al MiSE il Rapporto 117/2018/l/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;
- con Delibera 59/2019/R/com ha approvato le Linee Guida volontarie per la promozione delle offerte di energia elettrica e di gas naturale a favore di gruppi di acquisto rivolti ai clienti finali domestici e alle piccole imprese.

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, di cui all'articolo 1, commi 59, 81 e 82 della Legge così come integrata dal citato Decreto Milleproroghe.

Infine, con Delibera 270/2019/R/com, ARERA ha affidato ad Acquirente Unico S.p.A., una volta acquisito il parere favorevole del Garante per la protezione dei dati personali come indicato dalla Legge di Bilancio 2018, la realizzazione del *Portale Consumi* per accrescere la consapevolezza dei consumatori: in questa prima fase il cliente potrà visualizzare i dati storici dei propri consumi elettrici e del gas, le letture e le autolettture degli ultimi 12 mesi. La granularità dei dati disponibili dipenderà dalla tipologia di contatore installato e dalla frequenza di messa a disposizione delle letture al Sistema Informativo Integrato.

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

Brand Unbundling tra maggior tutela elettrica e mercato libero

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

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

A2A Energia S.p.A. ha impugnato l'art. 17.9 della Delibera 296/2015/R/com che introduce l'obbligo, per i venditori, di utilizzare canali informativi, spazi fisici e personale separati tra vendita sul mercato libero e servizio di maggior tutela senza prevederne la copertura dei costi. Si è proceduto a chiedere un rinvio dell'udienza (in precedenza fissata per il 12 maggio 2016), tenuto conto che la Delibera 659/2015/R/eel ha previsto che, nell'ambito degli aggiornamenti annuali della RCV, l'Autorità avrebbe tenuto conto dei costi connessi al *debranding* tra mercato libero e maggior tutela. In attuazione di tale previsione l'Autorità, 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 la rivisitazione degli spazi fisici che ospitano gli sportelli di contatto con i clienti e la 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.

La Delibera 561/2018/E/eel 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. A2A Energia S.p.A. (come altri operatori), a seguito di specifica richiesta dell'Autorità, nel mese di gennaio 2019 ha trasmesso una Relazione attestante le modalità di attuazione delle prescrizioni di riferimento.

Con Delibera 96/2019/E/eel è stato approvato un programma di verifiche ispettive, con accesso agli spazi commerciali degli esercenti la vendita interessati dalle disposizioni del *brand unbundling*. A2A Energia S.p.A., analogamente ad altri operatori, è stata oggetto di ispezione ad aprile 2019 ed è ora in attesa di conoscere le valutazioni dell'Autorità in merito ai rimedi proposti con riferimento a quanto emerso in sede di visita ispettiva.

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 liquidato ad A2A Energia S.p.A. 551.558 euro in relazione al contributo 2016, mentre il contributo relativo al 2017 è stato erogato a marzo 2019 nella misura di 545.220 euro (il contributo 2017 erogato ad ACEL Energie S.p.A. e ad Enerxenia S.p.A. è stato pari a circa 60.000 euro).

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

La Delibera 706/2018/R/eel ha aggiornato per il 2019 le componenti RCV e PCV a copertura dei costi di commercializzazione, rispettivamente, per la maggior tutela elettrica e per il mercato libero elettrico. L'impatto complessivo per A2A Energia S.p.A. è stato pari a circa 4,9 milioni di euro e a circa



350.000 euro per ACEL Energie S.p.A. ed Enerxenia S.p.A. Nell'ambito di questo aggiornamento l'Autorità ha provveduto a riconoscere agli esercenti la maggior tutela anche i costi sostenuti per l'implementazione del *debranding* (*ex TIUF*) nella misura degli incrementi registrati con riferimento ai costi operativi desumibili dall'*unbundling* contabile.

L'aggiornamento delle suddette componenti per il 2020 è stato disposto con Delibera 576/2019/R/eel, determinando un impatto complessivo a livello di Gruppo A2A pari a 800.000 euro.

PCV €/POD/anno	2019	2020
POD domestici	65,38	65,12
POD usi diversi	121,84	125,64

RCVsm €/POD/anno	2019			2020
	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici	39,77	42,53	41,55	44,10
POD usi diversi	71,81	116,30	69,67	101,78

La Delibera 707/2018/R/gas ha aggiornato per il 2019 la componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio. L'impatto per A2A Energia S.p.A. è stato pari a circa 300.000 euro e pari a circa 50.000 euro per ACEL Energie S.p.A. ed Enerxenia S.p.A.

L'aggiornamento della suddetta componente per il 2020 è stato disposto con Delibera 577/2019/R/gas, determinando un impatto complessivo a livello di Gruppo A2A pari a 4,7 milioni di euro.

QVD	2019		2020	
	€/PDR/anno	c€/mc	€/PDR/anno	c€/mc
PDR domestico	60,23	0,7946	63,61	0,7946
PDR condominio uso domestico<200.000 Smc/a	79,11	0,7946	83,55	0,7946

Ulteriori meccanismi di copertura dei costi efficienti sulla maggior tutela elettrica

Con riferimento agli ulteriori meccanismi di compensazione dei costi inerenti il servizio di maggior tutela di cui al TIV si segnala che:

- nel mese di aprile A2A Energia S.p.A. ha presentato istanza di accesso 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 2018), per un importo pari a 8,2 milioni di euro. ACEL Energie S.p.A. ha presentato istanza per un importo pari a circa 100.000 euro;
- nel mese di marzo A2A Energia S.p.A. ha presentato istanza di accesso 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 2018), per un importo pari a 0,5 milioni di 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, 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.

La Legge prevedeva che la prescrizione non fosse riconosciuta al cliente nel caso in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo fosse a questi imputabile, tuttavia il comma 295 dell'articolo 1 della Legge di Bilancio 2020 ha rimosso tale fatti/specie, prevedendo di fatto il riconoscimento della prescrizione biennale anche nei casi di accertata responsabilità del cliente.

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

L'entrata in vigore è differenziata: 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:

- la Delibera 97/2018/R/com ha definito l'ambito di applicazione, ribadito le tempistiche di entrata in vigore ed introdotto obblighi informativi da parte dei venditori nei confronti dei clienti finali al fine di renderli edotti della possibilità di eccepire la prescrizione biennale;
- la 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;
- la 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;
- la Delibera 683/2018/R/com ha esteso 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, 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 ad 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.

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 per circa 200 GWh (stima 2019). 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 trasmissione, distribuzione e misura e 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 delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e salvaguardia).

Avvio di procedimento sanzionatorio e prescrittivo in materia di fatturazione dei consumi

Con Determina 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 all'applicazione di specifici corrispettivi ai clienti finali per la ricezione di fatture in formato cartaceo.

In data 14 dicembre 2018 la società ha presentato una proposta di impegni, integrata nel luglio 2019. La proposta prevede: (i) la restituzione ai clienti dei corrispettivi aggiuntivi addebitati; (ii) l'eliminazione del vincolo informatico che attiva il servizio bollett@mail solo in presenza di domiciliazione banca-



ria, e riconoscimento a tutti i clienti attivi a mercato libero che decidano di attivare detto servizio di un bonus una tantum di 6 euro, e (iii) il riconoscimento ai clienti oggetto di applicazione dei corrispettivi di postalizzazione di un ulteriore bonus una tantum di 12,00 euro.

Con Delibera 389/2019/S/com ARERA ha approvato la proposta di impegni della società, rendendola vincolante e chiudendo così il relativo procedimento sanzionatorio.

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 sovrapprezzhi per l'utilizzo della carta di credito per il pagamento delle bollette sito internet.

La società ha presentato ricorso dinanzi al TAR Lazio: 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, l'art. 19 della Direttiva 2011/83/UE (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 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.

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 urbani

L'art. 1, comma 527, della Legge n. 205 del 2017 (Legge di Bilancio 2018) ha assegnato ad ARERA poteri di regolazione e controllo sul ciclo integrato dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati.

Nel 2019 ARERA ha pubblicato i primi provvedimenti in tema di regolazione tariffaria e trasparenza verso gli utenti, facendo seguito alla convocazione di riunioni tecniche con gli *stakeholder*, alla pubblicazione di documenti di consultazione (DCO) e di ricognizione che, stante la *governance* complessa del settore, sono stati trasmessi al MATTM, al MEF, alla Presidenza del Consiglio dei Ministri, alle Regioni e all'ANCI.

Anagrafica operatori: apertura ai Gestori del servizio integrato

L'Anagrafica operatori è l'unico punto di accesso ai servizi online e alle raccolte dati istituito da ARERA, creato allo scopo di dematerializzare i flussi informativi, così da renderli sempre più sicuri e riservati sotto l'aspetto informatico. Tutti i soggetti che svolgono attività nei settori elettrico, gas, idrico, teleriscaldamento e teleraffrescamento e rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, devono accreditarsi presso l'Anagrafica operatori per potere accedere alle singole raccolte dati dell'Autorità.

Dal 3 luglio 2019 ARERA, in applicazione della Delibera 715/2018/R/Rif, ha esteso l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica anche ai gestori, ivi compresi i Comuni, che gestiscono in economia i servizi connessi al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, e che svolgono le attività di raccolta e trasporto, spazzamento delle strade, spedizione transfrontaliera, recupero e smaltimento oltre che agli Enti di Governo degli Ambiti Territoriali Ottimali (EGATO).

Raccolte dati

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

La Delibera 714/2018/R/rif ha avviato una richiesta di informazioni ai soggetti esercenti il servizio di trattamento dei rifiuti urbani e assimilati (impianti TMB, di incenerimento e discariche – in un secondo momento dovrebbe essere avviata una richiesta anche per gli impianti di trattamento delle frazioni differenziate) tramite apposita modulistica successivamente adottata con Determina n. 1/2019.

L'indagine è finalizzata ad acquisire gli elementi funzionali sia alla 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.

Richiesta di informazioni in merito alla qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani per i soggetti che svolgono le attività di raccolta e trasporto e/o spazzamento e lavaggio

Facendo seguito alla Delibera 226/2018/R/rif, la Determina n. 3/2019 ha avviato una richiesta di informazioni agli operatori che al 31 dicembre 2018 svolgevano le attività di raccolta e trasporto e/o spazzamento (inclusi i Comuni in economia), in relazione agli indicatori e standard di qualità garantiti e relative modalità applicative (prevedendo tra le informazioni richieste anche quelle sulla qualità del servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti qualora svolte dai soggetti destinatari della raccolta), con l'obiettivo di verificare la diffusione delle Carte della qualità del servizio, individuare eventuali relazioni tra modello di organizzazione del servizio e la qualità erogata ed identificare standard qualitativi obbligatori ed omogenei su tutto il territorio nazionale.

Richiesta di informazioni in merito alla qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani per i soggetti che svolgono unicamente l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti

A seguito di una disamina effettuata sul settore, la quale ha evidenziato che nella maggior parte dei casi l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti viene svolta dai Comuni, l'Autorità ha ritenuto opportuno completare l'acquisizione dei dati in materia di qualità del servizio disponendo con Determina 4/2019 la compilazione della suddetta raccolta anche per i soggetti che al 31 dicembre 2018 svolgevano unicamente il servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti.

Metodo Tariffario Rifiuti per il periodo 2018-2021 (MTR)

La Delibera 443/2019/R/rif ha definito il Metodo Tariffario per il servizio integrato di gestione dei rifiuti (MTR), definendo "i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento per



il periodo 2018-2021". Il provvedimento, frutto del procedimento avviato con Delibera 225/2018/R/rif e definito a valle dei DCO 713/2018/R/rif e 351/2019/R/rif, si applica alle entrate tariffarie 2020, compatibilmente con le tempistiche previste dalla normativa per l'approvazione della TARI da parte dei Consigli Comunali la cui scadenza è stata prorogata al 30 aprile 2020 a seguito della legge di conversione del DL Fiscale n. 124/2019.

MTR prevede che i costi riconosciuti ai Gestori siano determinati a partire da quelli effettivi rilevati nell'anno di riferimento (a-2) risultanti da fonti contabili obbligatorie⁽⁵⁾ e siano quelli afferenti alla gestione integrata dei rifiuti, che comprende le attività di:

- spazzamento e lavaggio strade,
- raccolta e trasporto,
- trattamento e recupero dei rifiuti urbani,
- trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani,
- gestione tariffe e dei rapporti con gli utenti.

Altre attività come la deratizzazione, lo sgombero neve, la disinfezione zanzare, la pulizia giardini, ecc. sono considerate esterne al ciclo integrato dei rifiuti urbani e, quindi, non sottoposte al perimetro di regolazione.

I costi di trattamento e smaltimento sono definiti in via transitoria *as is* nelle more della fissazione dei criteri per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti prevista nel 2020 con decorrenza 1° gennaio 2021.

MTR si basa sul principio del *full cost recovery* e stabilisce che le entrate tariffarie possono crescere di anno in anno tramite l'applicazione del meccanismo del *price cap* entro un certo limite massimo all'incremento. Gli Enti territorialmente competenti possono presentare all'ARERA istanza per il superamento di detto limite, qualora lo ritengano necessario per assicurare il raggiungimento dei previsti miglioramenti di qualità ovvero per sostenere il processo di integrazione delle attività gestite.

Nel seguito le principali caratteristiche del nuovo metodo:

- *rab-based* con riconoscimento di costi operativi, quota ammortamenti e remunerazione del capitale investito (WACC al 6,3%, cui va sommato un 1% per investimenti successivi al 31 dicembre 2017 legato al *lag regolatorio*);
- costi Incentivanti (COI) basati su logica previsionale che consentono di inserire nella tariffa costi previsionali non ancora consuntivati, fermi restando meccanismi di successive verifiche;
- *sharing* dei ricavi da vendita di materiale ed energia in un *range* tra 40%-70% che consente ai Gestori di trattenere una parte dei proventi, anche in funzione della qualità di differenziata conferita. La percentuale di *sharing* deve essere stabilita dall'Ente territorialmente competente;
- conguagli sugli anni 2018 e 2019, calcolati sulla base della differenza tra i costi previsti dai PEF 2018 e 2019 e i costi consuntivati nel 2017 inflazionati, da applicare secondo meccanismi di gradualità sulla base di indicatori di efficienza della gestione tenuto conto delle valutazioni dell'Ente territorialmente competente.

La procedura di approvazione prevede la trasmissione del PEF da parte del Gestore all'Ente territorialmente competente il quale – dopo le verifiche di correttezza, completezza e congruità dei dati – lo invia, unitamente ai corrispettivi tariffari, ad ARERA per l'approvazione.

In data 30 dicembre 2019 AMSA S.p.A. e A2A Ambiente S.p.A. hanno, singolarmente e per diverse motivazioni, presentato ricorso al TAR Lombardia verso la Delibera 443/2019/R/rif. I ricorsi sono completati da istanza di sospensione cautelare dell'efficacia del provvedimento in considerazione del potenziale danno economico provocato alle società⁽⁶⁾.

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

⁵ MTR è in continuità con il D.P.R. 27 aprile n. 158/99 ma prevede per la predisposizione dei PEF l'utilizzo delle fonti contabili obbligatorie e non i costi previsionali.

⁶ Poiché molte variabili si definiranno a seguito delle interlocuzioni con gli Enti territorialmente competenti, l'effetto economico del provvedimento sarà noto entro il 30 aprile, data ultima per l'invio del PEF da parte del Gestore.

Testo integrato in tema di trasparenza verso gli utenti nel servizio di gestione dei rifiuti (TITR)

La Delibera 444/2019/R/rif disciplina gli obblighi di trasparenza verso gli utenti tramite l'istituzione del *Testo integrato in tema di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti* (TITR) per il periodo di regolazione 1° aprile 2020-31 dicembre 2023 (in via sperimentale fino al 31 dicembre 2020). Gli obblighi si applicano al Gestore del servizio integrato dei rifiuti (inclusi i Comuni in economia) e al Gestore che svolge la gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti, qualora tali attività siano gestite da soggetti distinti (inclusi i Comuni che spesso sono titolari di tale attività).

I Gestori dovranno attivare tutti gli strumenti necessari per rendere accessibili e comprensibili i documenti e le informazioni agli utenti, tramite la pubblicazione di contenuti informativi minimi obbligatori da rendere disponibili (i.e. inerenti gli aspetti generali di gestione dei servizi operativi, la Carta della qualità del servizio, la modalità di calcolo della TARI, le performance ambientali della gestione ecc.) attraverso siti web, documenti di riscossione e comunicazioni agli utenti per variazioni di rilievo nello svolgimento delle attività. Vengono, inoltre, regolate le tempistiche di scambio delle informazioni nel caso di operatori diversi per le singole attività del servizio di gestione rifiuti.

Contributo all'onere per il funzionamento di ARERA

Con Delibera 355/2019/A recante "Disposizioni sul contributo per il funzionamento dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente dovuto per l'anno 2019 dai soggetti operanti nei settori di competenza", ARERA ha stabilito per la prima volta l'aliquota del contributo per gli oneri di funzionamento dell'Autorità anche a carico dei soggetti esercenti il ciclo dei rifiuti pari allo 0,30% dei ricavi risultanti dai bilanci relativi agli esercizi 2017 e 2018 per il calcolo dei contributi relativi alle annualità 2018 e 2019. Tali importi saranno coperti dalle entrate tariffarie.

Incentivazione del biometano utilizzato nel settore dei trasporti

Il DM 2 marzo 2018 provvede a riformare 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 non avanzato il produttore provvede alla vendita diretta del gas ai 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 il biometano avanzato, in alternativa alla vendita diretta (comunque possibile), è previsto il "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 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 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.

End of Waste ovvero cessazione della qualifica di rifiuto

A seguito della Sentenza del Consiglio di Stato n. 1229/2018 (febbraio 2018) – secondo la quale l'art. 184-ter del D.Lgs. 152/2006 non consentirebbe alle Amministrazioni locali di autorizzare la *cessazione della qualifica di rifiuto* (c.d. *end of waste - EoW*) “caso per caso”, essendo tali criteri necessariamente stabiliti a livello statale o europeo –, si è creato uno “stallo” normativo ed una rilevante incertezza per gli investimenti nel settore del recupero dei rifiuti.

Tale situazione è apparsa ancor più paradossale dal momento che la nuova Direttiva 851/2018 del Pacchetto UE sull'Economia Circolare (che sarà recepita entro luglio 2020) ha previsto il c.d. “caso per caso”, avendo quindi *in nuce* le potenzialità per una risoluzione della problematica sollevata dalla sentenza del Consiglio di Stato.

Per superare questa *impasse*, a seguito della forte preoccupazione del settore, nell'ambito della conversione del DL “Sblocca Cantieri” è stato approvato un emendamento che rivede il comma 3 dell'articolo 184-ter del D.Lgs. 152/2006. La portata di questa previsione è, tuttavia, limitata: essa, infatti, prende come riferimento le tipologie di rifiuti, di operazioni di recupero e prodotti ottenuti disciplinati dai DM 5 febbraio 1998, 12 giugno 2002, n. 161, e 17 novembre 2005, n. 269, senza intercettare gli aspetti di innovazione tecnologica che hanno caratterizzato i nuovi processi tecnologici di recupero attivati nel periodo intercorrente tra la pubblicazione dei suddetti Decreti ed oggi. Con tale modifica, i processi non previsti dalla normativa semplificata (DM 5 febbraio 1998) non avrebbero potuto ricorrere alla possibilità di richiedere autorizzazioni “caso per caso” rilasciate dagli Enti locali competenti.

A ciò si è aggiunto il rischio di revoca per le autorizzazioni “caso per caso” già rilasciate: la norma introdotta rimanda al MATTM per l'emanazione del DM recante le Linee guida sulla base delle quali, entro i successivi 12 mesi, i titolari delle nuove autorizzazioni rilasciate in conformità ai DM sopra richiamati dovranno presentare all'Autorità competente istanza di aggiornamento.

Nel frattempo, con il Decreto n. 6785 del 15 maggio 2019, la Regione Lombardia ha disposto che le Autorità competenti possano autorizzare la produzione di biometano, anche da impianti di trattamento dei rifiuti, utilizzando i criteri fissati dal DM 2 marzo 2018 (si veda paragrafo precedente). Nel mese di giugno, un medesimo provvedimento è stato adottato dalla Regione Lazio. La conformità di questi decreti all'art. 184-ter del D.Lgs. 152/2006 è, tuttavia, controversa.

Recependo ancora una volta le preoccupazioni del settore sul perdurare della situazione di incertezza per gli investimenti, il 2 novembre 2019 è stata pubblicata la Legge 128/2019 di conversione del DL “Salva Imprese”, che all'art. 14 contiene la riforma della “cessazione della qualifica di rifiuto” con la quale, in coerenza con la Direttiva 851/2018, viene abrogata la precedente misura contenuta nel DL “Sblocca Cantieri” e viene reintrodotta la possibilità del “caso per caso” in procedura ordinaria (ex. art. 208 TUA o AIA) in capo alle amministrazioni competenti (Provincia/Regione), nel rispetto di determinate prescrizioni. Nel Decreto vengono, inoltre, fatte salve le autorizzazioni in essere e quelle in corso di rinnovo (o per le quali verrà richiesto il rinnovo entro 120 giorni dall'entrata in vigore del provvedimento).

Tuttavia a livello centrale (MATTM) vengono attribuiti compiti di accertamento e di controllo, da effettuare col supporto di ISPRA, relativamente al rispetto dei requisiti previsti dalla Direttiva 851/2018

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

e della conformità con le autorizzazioni rilasciate, che possono portare a prescrizioni vincolanti per Amministrazioni ed imprese fino alla revoca delle autorizzazioni stesse. Tale previsione, inserita a garanzia del coordinamento centrale delle autorizzazioni rilasciate a livello locale, non elimina il rischio per gli investimenti derivante dalla possibile revoca ex post dell'autorizzazione.

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 del 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 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 CdS 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 ai termovalorizzatori del Gruppo A2A che all'epoca erano in regime CIP 6/92.

GSE, MiSE, ARERA e CSEA hanno presentato appello al Consiglio di Stato avverso la sopra citata sentenza del TAR Lazio che aveva accolto i ricorsi presentati dalle società del Gruppo A2A limitatamente ai rilievi inerenti il coefficiente k, contestando l'estensione del contenzioso inerente la Delibera ARG/gas 89/10 al settore ambientale. Si attende la fissazione dell'udienza.

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

Il 14 giugno 2018 è stato pubblicato 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 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. A tal fine, la Legge n. 117 del 4 ottobre 2019 (anche Legge di delegazione europea 2018) fissa agli articoli 14, 15 e 16 i principi e i criteri che il Parlamento indirizza al Governo per la delega all'attuazione delle suddette direttive UE.

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



Chiusura dell'istruttoria I831 AGCM nei confronti di Linea Ambiente S.r.l., LGH S.p.A., A2A S.p.A. (con coinvolgimento di A2A Ambiente S.p.A. nelle attività ispettive) per ipotesi di intesa nelle gare bandite da AMA S.p.A. per l'assegnazione dei servizi di trattamento e smaltimento

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 S.p.A. (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 S.p.A. nonché il trasporto di tali materiali agli impianti di trattamento.

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

L'Autorità ha, pertanto, deliberato l'effettuazione di verifiche ispettive in data 18 dicembre 2018. Non sono state oggetto di verifica le sedi di LGH S.p.A. mentre è stata coinvolta nell'ispezione anche A2A Ambiente S.p.A., non parte in causa del procedimento, avendo l'Autorità ritenuto potesse risultare in possesso di documenti rilevanti ai fini della corretta ricostruzione dei fatti.

Con Provvedimento del 20 dicembre 2019 e notificato alle Parti il 14 gennaio 2020, l'AGCM ha chiuso il procedimento I831 senza riscontrare le infrazioni ipotizzate nell'avvio.

L'Autorità ha ritenuto, infatti, che gli scambi informativi fra i componenti del RTI in relazione alle gare di AMA S.p.A. a partire dal 2016 non rivelino alcun contenuto anticoncorrenziale, inteso come volontà di strumentalizzare in maniera concertata l'astensione dalle gare. Inoltre, gli accertamenti svolti hanno confermato la plausibilità delle motivazioni addotte dalle Parti in merito alla scelta di non rispondere agli appalti di AMA S.p.A., che risulta sostenuta da considerazioni di carattere tecnico (criticità operative sperimentate nella pregressa gestione degli affidamenti con la società, che comportano un aggravio dei costi a carico del fornitore) ed economico (importi base d'asta non compatibili con le dinamiche del mercato e, dunque, non adeguatamente remunerativi in relazione alla commessa).

Decreto Ministeriale 15 maggio 2019, n. 62 – Regolamento recante disciplina della cessazione della qualifica di rifiuto da prodotti assorbenti per la persona (PAP), ai sensi dell'articolo 184-ter, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152

Il Regolamento che disciplina la cessazione della qualifica di rifiuto dei prodotti assorbenti per la persona (PAP) è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 158 dell'8 luglio 2019 ed è entrato in vigore il 23 luglio 2019. In base alla nuova disciplina, i prodotti assorbenti per la persona, per cessare di essere considerati rifiuti ed essere invece qualificati come plastiche eterogenee a base di poliolefine, polimero super assorbente (Sap) o cellulosa, devono essere sottoposti a un trattamento rispettoso dei requisiti tecnici generali stabiliti nell'Allegato 1 del provvedimento e dei requisiti tecnici specifici per i tre materiali indicati rispettivamente negli Allegati 2, 3 e 4.

Regolamento CEE/UE 5 giugno 2019, n. 1009 – Regolamento (UE) 2019/1009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, che stabilisce norme relative alla messa a disposizione sul mercato di prodotti fertilizzanti dell'UE, che modifica i regolamenti (CE) n. 1069/2009 e (CE) n. 1107/2009 e che abroga il regolamento (CE) n. 2003/2003

Il Regolamento definisce condizioni armonizzate per la messa a disposizione sul mercato europeo di fertilizzanti ottenuti da materiali riciclati o organici, allo scopo di incentivarne l'impiego in un'ottica

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

di economia circolare. Il Regolamento si applica ai prodotti fertilizzanti che recano la marcatura CE, mentre non si applica ai sottoprodotto di origine animale né ai prodotti fitosanitari. In particolare, il Regolamento definisce, all'articolo 19, i criteri *end of waste* per i rifiuti contenuti nei prodotti fertilizzanti conformi UE. I rifiuti in questione cessano di essere tali nel momento in cui viene redatta la dichiarazione UE di conformità del prodotto fertilizzante (Allegati 4 e 5). L'efficacia dell'art. 19 e i connessi allegati saranno efficaci a partire dal 16 luglio 2022.

Legge 4 ottobre 2019, n. 117 – Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea, Legge di delegazione europea 2018

Dal 2 novembre è entrata in vigore la L. 4 ottobre 2019, n. 117, che contiene alcune importantissime novità, con particolare riferimento alle direttive "Circular Economy". Trattandosi di una legge delega, essa obbliga il Governo ad emanare, entro i quattro mesi antecedenti a quello di recepimento indicato in ciascuna delle direttive richiamate nell'allegato A del decreto stesso, oppure entro il 2 febbraio 2020 in caso di direttive i cui termini sono già scaduti, decreti legislativi di recepimento di numerose direttive europee, la maggior parte delle quali in campo ambientale.

Tra gli articoli della legge di delegazione Europea, probabilmente il più rilevante è l'articolo 16 poiché contiene i criteri direttivi per recepire, entro il 5 aprile 2020, la Direttiva UE 2018/851 (sui rifiuti) e la Direttiva 2018/852 (sugli imballaggi) e determina quindi i principi che dovrebbero essere contenuti nei successi D.Lgs.. Tali principi, ad oggi, non possiedono un valore "precettivo", ma un mero valore "interpretativo", peraltro di valore primario.

Nell'articolo vengono trattati molti temi di interesse quali la riforma della responsabilità estesa del produttore del prodotto, il sistema di tracciabilità informatica dei rifiuti (con particolare riferimento ai FIR e MUD), l'acquisizione dei dati relativi alle autorizzazioni nel registro elettronico nazionale, la revisione del sistema sanzionatorio, nonché la riforma delle definizioni e classificazioni e la modifica della disciplina dell'assimilazione dei rifiuti speciali agli urbani. Di assoluta importanza anche le nuove disposizioni in argomento di EoW che comportano che "tutte le autorizzazioni in essere alla data di entrata in vigore del D.Lgs., siano fatte salve e possano essere rinnovate, unitamente alle autorizzazioni per le quali sia stata presentata l'istanza di rinnovo alla stessa data, nelle more dell'adozione dei decreti" e "nel rispetto dei criteri generali di cui all'art. 184-ter del T.U.A.".

Direttiva(UE) 2019/1937 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2019 – Riguardante la protezione delle persone che segnalano violazioni del diritto dell'Unione

La Direttiva ha la principale finalità di proteggere i dipendenti dalle segnalazioni fatte in relazione alle violazione del diritto ambientale nel corso dell'attività lavorativa, attraverso il sistema del *whistleblowing* che è stato introdotto in Italia con la L. 179/2017. Le aziende, se non già presente in relazione ai propri modelli di organizzazione e controllo (MOG 231), dovranno dotarsi di un sistema di comunicazione della segnalazione a protezione del lavoratore e di difesa da eventuali ritorsioni per l'attività del segnalatore. Dovranno essere previste anche le modalità e le condizioni in cui sarà ammisible la segnalazione della violazione da parte di soggetti esterni.

Decisione CEE/CEEA/CECA 12 novembre 2019, n. 2010 – Migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per l'incenerimento dei rifiuti

Con tale decisione, la Commissione ha approvato le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (*Best Available Techniques, BAT*) per l'incenerimento dei rifiuti, riportate nell'Allegato alla Decisione. Le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili fungono da riferimento per stabilire le condizioni di autorizzazione per le installazioni di cui al capo II della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali. Le autorità competenti dovranno quindi fissare valori limite di emissione tali da garantire che, in condizioni di esercizio normali, non si superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili indicati nelle conclusioni sulle BAT. Gli impianti esistenti (ossia quelli autorizzati prima della pubblicazione delle conclusioni sulle BAT) hanno quattro anni di tempo per conformarsi alle nuove norme, le nuove installazioni (ossia quelle autorizzate per la prima volta dopo la pubblicazione delle conclusioni sulle BAT) devono invece conformarsi immediatamente ai nuovi requisiti.



Delibera SNPA del 27 novembre 2019 n. 61 – Linee guida sulla classificazione dei rifiuti

Il 24 dicembre 2019 è stata pubblicata sul sito del SNPA la presente Delibera che ha lo scopo di dettare le linee guida sulla classificazione dei rifiuti. La Linea Guida ha come principale obiettivo quello di produrre manualistica per l'armonizzazione, l'efficacia, l'efficienza e l'omogeneità dei sistemi di controllo e della loro gestione nel territorio nazionale, nonché il continuo aggiornamento, in coerenza con il quadro normativo nazionale e sovranazionale, delle modalità operative del Sistema nazionale e delle attività degli altri soggetti tecnici operanti nella materia ambientale. Il provvedimento si compone di 4 capitoli e di 4 appendici e, oltre ad analizzare il quadro normativo di riferimento, individua un approccio metodologico per la classificazione dei rifiuti, comprensivo di schemi procedurali utili ai fini dell'attribuzione del codice e per la valutazione della pericolosità. Fornisce una versione commentata dell'elenco europeo dei rifiuti di cui alla decisione 2000/532/CE, riporta esempi di classificazione di alcune tipologie di rifiuti di particolare rilevanza ed individua i criteri metodologici per la valutazione delle singole caratteristiche di pericolo e degli inquinanti organici persistenti.

D.Lgs. Governo 5 dicembre 2019, n. 163 – Disciplina sanzionatoria per la violazione delle disposizioni di cui al regolamento (UE) n. 517/2014 sui gas fluorurati a effetto serra e che abroga il regolamento (CE) n. 842/2006

Il 17 gennaio 2020 entra in vigore il Regolamento che prevede le sanzioni sui gas fluorurati ad effetto serra e che si allinea al Regolamento UE/517/2014 e al D.P.R. 146/2018.

Il testo prevede sanzioni amministrative pecuniarie per la violazione degli obblighi in materia di prevenzione delle emissioni e di sistemi di rilevamento delle perdite.

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
Rischii e incertezze

7
Gestione responsabile della sostenibilità

8
Altre informazioni

Business Unit Reti e Calore

Unbundling funzionale e Brand Unbundling

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

Anche in considerazione di tali novità normative ed in accordo con quanto previsto dall'art. 8, comma 1, del TIUF - che consente la gestione congiunta da parte dell'impresa verticalmente integrata delle attività infrastrutturali svolte in regime di monopolio - è stata costituita Unareti S.p.A., operativa dal 1° aprile 2016, che gestisce le attività di distribuzione e misura di energia elettrica e del gas.

Le modalità di recupero dei costi sostenuti al fine di adempiere alle disposizioni in esame sono state oggetto di consultazione sin dal 2017 con l'avvio di diverse raccolte dati. L'Autorità è orientata a considerare i dati di costo efficiente degli operatori, eventualmente depurati dei costi già riconosciuti da altri meccanismi regolatori. La liquidazione degli importi è attesa entro il 2020.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale provvisorie 2019

La Delibera 128/2019/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2019 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale (sulla base degli investimenti a pre-consuntivo 2018).

È stata azzerata la componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche, in quanto tali costi saranno riconosciuti in base ad una metodologia che considererà i costi effettivamente sostenuti dagli operatori (cfr. paragrafo successivo). Allo stesso modo, come stabilito dalla Delibera 904/2017/R/gas, continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2020, i costi operativi e di capitale relativi alla telegestione/telelettura dei misuratori elettronici.

Le tariffe provvisorie 2019 sottendono un WACC del 6,3% per l'attività di distribuzione e del 6,8% per la misura (Delibera 639/2018/R/com di aggiornamento del WACC con decorrenza 2019).

Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe provvisorie 2019 milioni di euro	Unareti	ASVT	LD Reti	Gruppo ACSM-AGAM ^(*)	Totale
Capitale Centralizzato	49	1	11	13	74
RAB Distribuzione	810	11	161	181	1.163
RAB Misura	136	1	23	24	184
Totale	995	13	195	218	1.421

(*) include le società Le Reti S.p.A. (società nata il 1° gennaio 2020 dalla fusione tra Acsm-Agam Reti Gas Acqua S.p.A. e Lario Reti Gas S.r.l.), Serenissima Gas S.p.A. e Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l..

Infine, le Delibere 711/2018/R/eel e 571/2019/R/gas hanno determinato le tariffe obbligatorie per i clienti finali dei servizi di distribuzione e misura del gas, rispettivamente, per il 2019 e il 2020.

Riconoscimento dei costi operativi di misura del gas naturale, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori per gli anni 2011-2016

A valle di apposite raccolte dati effettuate da ARERA nel corso del 2018, e successivamente alla trasmissione delle relative risultanze istruttorie del luglio 2019, la Delibera 537/2019/R/gas ha definito gli ammontari riconosciuti agli operatori a copertura dei costi operativi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori sostenuti negli anni 2011-2016 e non già coperti dall'ordinario sistema tariffario.

Tali importi, insieme a quelli relativi al periodo 2011-2013, già riconosciuti in precedenza ed eventualmente non ancora liquidati, ammontano complessivamente per i distributori del Gruppo A2A a circa 3,2 milioni di euro (di cui 2,1 milioni di euro relativi ad Unareti S.p.A.) e saranno considerati ad integrazione



zione del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi di misura e gestiti da CSEA nell'ambito delle perequazioni dei ricavi di misura 2019 e, conseguentemente, incassati a fine 2020.

Nel 2020 è atteso l'avvio della raccolta dati relativa ai medesimi costi sostenuti negli anni 2017-2019.

Nuovo periodo regolatorio in materia tariffaria relativo al servizio di distribuzione e misura del gas per il V periodo di regolazione (2020-2025)

La Delibera 570/2019/R/gas ha approvato la RTDG 2020-2025 con cui ARERA ha definito il quadro regolatorio applicabile in materia tariffaria per il servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025. Pur se confermate le caratteristiche della regolazione vigente, le principali novità sono così sintetizzabili:

- costi operativi riconosciuti: aggiornamento dei costi operativi riconosciuti a partire dal 2020 utilizzando, come base di calcolo, la media (50:50) tra i costi effettivi registrati nel 2018 e i costi riconosciuti nello stesso anno. L'aggiornamento è stato effettuato tramite il metodo del *price-cap* considerando, oltre all'inflazione rilevata nel periodo, anche un *X-Factor* differenziato per attività (distribuzione, commercializzazione e misura) e, limitatamente alla distribuzione, dimensione dell'operatore (grande, medio, piccolo). Rispetto al periodo regolatorio precedente, si evidenzia una diminuzione considerevole dei costi operativi riconosciuti per ogni *cluster* operatore/densità territorio servito ed un aumento degli *X-Factor* relativi alla distribuzione e alla commercializzazione, mentre per la misura viene confermato il livello attuale (nel caso di Unareti S.p.A. si passa da 32,79 €/PDR riconosciuto nel 2019 a 26,55 €/PDR del 2020);
- costi di capitale: revisione del parametro *beta* ai fini del calcolo del WACC nell'attività di misura che scende al 6,3%, ossia ad un livello pari a quello vigente per l'attività di distribuzione. Ai fini del calcolo del capitale investito oggetto di remunerazione, nonché delle relative quote di ammortamento, viene definito uno specifico meccanismo per il rilascio graduale, in un orizzonte di lungo periodo che travalica il singolo periodo regolatorio, dell'ammontare di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 attualmente non considerato nel calcolo delle tariffe.

Ulteriori interventi di interesse hanno contemplato:

- l'adozione di meccanismi di riconoscimento degli investimenti relativi a turboespansori basati su costi standard che riflettano il costo evitato dell'installazione di espansori tradizionali. Verrà, inoltre, approfondita la compatibilità dell'attività di produzione di energia elettrica da parte di distributori gas con le previsioni normative in tema di *unbundling* funzionale;
- il riconoscimento dei costi relativi alle letture di *switch* che eccedono, a livello di numero, quelle effettuate nel 2018. La valorizzazione della singola lettura che eccede il livello del 2018 è pari a € 5/lettura *switch*, in linea con quanto previsto dalla regolazione previgente;
- la conferma degli attuali costi standard validi ai fini della determinazione degli investimenti relativi agli *smart meter* gas e modifica dei pesi per la ponderazione di tali costi con quelli effettivamente sostenuti dagli operatori (dall'attuale 40 (standard): 60 (effettivi) a 30:70);
- la conferma del riconoscimento a consuntivo, entro i limiti di un *cap* decrescente nel tempo, dei costi operativi non già coperti dalle tariffe relativi alla telelettura/telegestione degli *smart meter* gas e previsione, nelle more della definizione degli importi da riconoscere ai singoli operatori, di un sistema di conti calibrati sulla base degli ultimi dati disponibili (attualmente il 2016);
- il riconoscimento a pié di lista dei costi relativi alle verifiche metrologiche previste dalla normativa vigente per il triennio 2020-2022. Nelle more della definizione degli importi puntuali da riconoscere ai singoli operatori, viene istituito un sistema di conti.

L'Autorità con la medesima delibera di approvazione della nuova RTDG ha dato avvio anche ad:

- un procedimento finalizzato all'introduzione di schemi di regolazione incentivante per i costi di capitale relativi al servizio di distribuzione, fondato su logiche di riconoscimento a costi standard, prevedendo che possa trovare applicazione a partire dagli investimenti realizzati nel 2022;
- un procedimento per la riforma del sistema tariffario (eventualmente con decorrenza 2023), valutando, tra l'altro, la possibilità che quota parte del vincolo sia fissato in funzione dei volumi distribuiti, nonché una possibile revisione degli ambiti tariffari, nell'ottica di ridurre gli ambiti di socializzazione ai limiti della concessione per ATEM.

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

Nuovo periodo regolatorio in materia di qualità del servizio di distribuzione e misura del gas per il V periodo di regolazione (2020-2025)

La Delibera 569/2019/R/gas ha approvato la RQDG 2020-2025 con cui ARERA ha definito il quadro regolatorio applicabile in materia di qualità, tecnica e commerciale, del servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025. Pur se confermate le caratteristiche della regolazione vigente, le principali novità riguardano la qualità tecnica e sono così sintetizzabili:

- qualità tecnica: vengono introdotti due nuovi indicatori di sicurezza relativi alla vita residua media della rete gestita e un nuovo obbligo di servizio relativo all'eliminazione delle dispersioni rilevate nei tempi previsti dalle norme tecniche vigenti pro tempore. Vengono, inoltre, introdotti specifici obblighi in materia di monitoraggio della pressione di esercizio della rete esercita in bassa pressione, in materia di messa in protezione catodica efficace della rete in acciaio in bassa pressione e in materia di sostituzione o risanamento della rete in materiali non ammessi dalle norme tecniche vigenti in materia. È previsto l'aggiornamento di alcuni parametri rilevanti dei meccanismi di premio-penalità già esistenti ed incentivanti il numero di misure del grado di odorizzazione del gas e la diminuzione delle dispersioni. Infine, viene modificata la gradualità nella diminuzione di eventuali premi in caso di accadimento di incidenti da gas.

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* dell'attività di misura del gas naturale:

- con decorrenza luglio 2017 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).

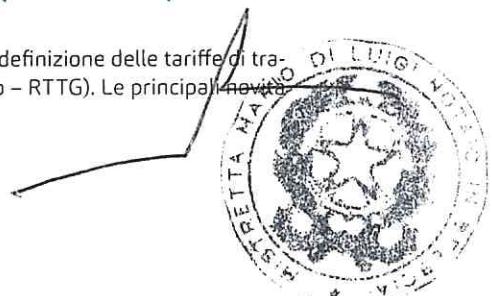
Con decorrenza 2018 e con riferimento alle imprese di distribuzione con più di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2016, relativamente ad ogni PDR attivo con misuratore tradizionale parzialmente accessibile o non accessibile, viene introdotto l'obbligo di garantire almeno una lettura con esito positivo nel corso dell'anno. In caso contrario, per tali punti il distributore è obbligato alla sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori elettronici (in aggiunta agli obblighi 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 annua a carico del distributore pari a 4 € per ogni misuratore non sostituito, fino alla sostituzione del misuratore.

Con medesima decorrenza è stato introdotto uno specifico monitoraggio della *performance* del servizio di misura allo scopo di una possibile pubblicazione comparativa di tali indicatori.

Con l'approvazione della nuova RQDG 2020–2025 (cfr. paragrafo precedente), l'Autorità ha modificato il quadro regolatorio appena descritto con decorrenza 1° gennaio 2020 nell'ottica di una complessiva revisione della regolazione applicabile al processo di misura del gas. Sono confermate transitoriamente le regole previgenti in materia di obblighi di raccolta del dato di misura da misuratori parzialmente o non accessibili e le relative penalità - come descritte in precedenza - mentre vengono eliminati gli obblighi di monitoraggio e comunicazione relativi ai misuratori accessibili. Alla luce di tali modifiche, viene adeguato anche l'ambito di applicazione di tale regolazione, escludendone le imprese distributrici del gas naturale con meno di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2019.

Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il V periodo di regolazione (2020-2023) e tariffe di riferimento 2019 e 2020

La Delibera 114/2019/R/gas ha approvato la disciplina applicabile alla definizione delle tariffe di trasporto del gas naturale per il periodo 2020-2023 (V periodo regolatorio – RTTG). Le principali novità introdotte sono sintetizzate come segue:



- definizione dei ricavi ammessi: il metodo adottato, simile a quello attuale, prevede il calcolo dei ricavi ammessi come somma della (i) remunerazione del capitale investito netto (WACC: 5,7%, come aggiornato dalla Delibera 639/2018/R/com), (ii) quota di ammortamento (vite utili sostanzialmente invariate) e (iii) costi operativi (calcolati a partire dai costi effettivi *ex unbundling* 2017). Per l'ammissione al riconoscimento tariffario degli investimenti relativi a specifici interventi sulla rete di trasporto sono valide le disposizioni di cui all'Allegato A alla Delibera 468/2018/R/gas. Sono previsti meccanismi incentivanti lo sviluppo infrastrutturale (inizialmente *input-based* per poi passare ad una logica *output-based* nel corso del periodo regolatorio);
- riconoscimento dei costi relativi a perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato: viene superato l'attuale metodo di riconoscimento in natura di tali partite, passando ad un riconoscimento monetario basato sul prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento;
- meccanismi di perequazione: oltre ai meccanismi pre-esistenti relativi alla perequazione dei ricavi relativi alla rete regionale (tra TSO e CSEA), alla misura (tra TSO) e del corrispettivo unitario variabile (tra TSO) viene introdotto nuovo un flusso mensile dalle imprese di trasporto diverse da Snam Rete Gas S.p.A. a quest'ultima per la perequazione dei ricavi di rete nazionale relativi al gettito associato ai corrispettivi di uscita, finalizzato a trasferire la quota-parte dei ricavi di pertinenza della rete nazionale dalle imprese di trasporto che riscuotono il gettito derivante dal corrispettivo CPu alle imprese che svolgono l'attività di trasporto su rete nazionale.

La nuova RTTG ha introdotto una serie di novità in merito al calcolo della tariffa (dal metodo a «matrice» al metodo CWD – *Capacity Weighted Distance*), alla struttura tariffaria (scompare la componente CRr, dato che i costi totali della rete regionale sono completamente allocati alla componente capacitativa CPu applicata all'uscita dalla rete, introdotta la componente CVfc volumetrica) e alle modalità di applicazione (applicazione della CPu ai punti di uscita dalla rete, CV applicato ai volumi prelevati ecc.).

La nuova RTTG ha previsto anche una nuova modalità di gestione dei c.d. Fattori Correttivi (FC) dei ricavi ammessi, ovvero elementi finalizzati a garantire, annualmente e per ciascun operatore, l'uguaglianza tra i ricavi ammissibili e quelli effettivamente ottenuti dall'applicazione delle tariffe fissate dall'Autorità, ivi compresi i ricavi da scostamento:

- fino al termine del IV periodo regolatorio: tali importi venivano rateizzati in 4 rate annuali. L'ammontare relativo ad un singolo anno era poi sottratto direttamente dai ricavi ammessi per il medesimo anno;
- a partire dal V periodo regolatorio: eliminazione della rateizzazione e gestione di queste differenze direttamente con CSEA nell'anno successivo rispetto l'anno di riferimento. I ricavi ammessi non sono nettati di tale ammontare.

Ciò comporta, quindi, (i) la necessità di chiudere le partite ancora aperte al 2019 (i.e. tutto l'ammontare dei FC relativi al 2018 e le rate residue relative al periodo 2014-2017) e (ii) l'aumento dei ricavi ammessi totali nel 2020 rispetto al 2019. Tuttavia, a fronte di questo aumento, va ricordato che la gestione dei FC avviene su base annuale direttamente con CSEA. Ciò ha comportato, per Retragas S.p.A., un'uscita di cassa nel 2019 pari a circa 3 milioni di euro, di competenza del 2020.

A valle della definizione del nuovo quadro regolatorio, la Delibera 201/2019/R/gas ha approvato i ricavi riconosciuti e i corrispettivi tariffari per l'attività di trasporto e misura del gas naturale per il 2020, mentre quelli del 2019 erano stati approvati dalla Delibera 390/2018/R/gas.

Valore della RAB per Retragas S.p.A. sottesa alle tariffe 2019 definitive e alle tariffe 2020 provvisorie
milioni di euro

	2019	2020
RAB Trasporto Gas	41	43
RAB Misura Trasporto Gas	2	1
Totale	43	44

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

Criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il V periodo di regolazione (2020-2023)

La Delibera 554/2019/R/gas ha definito il quadro regolatorio relativo alla qualità tecnica e commerciale del servizio di trasporto del gas per gli anni 2020-2023. Pur se confermate le caratteristiche della regolazione vigente, le principali novità riguardano il rafforzamento delle disposizioni in materia di sicurezza, nonché la razionalizzazione e semplificazione di alcuni aspetti della regolazione della continuità del servizio e della qualità commerciale:

Sicurezza:

- introduzione di nuovi indicatori, dei relativi metodi di calcolo e della relativa documentazione a supporto in materia di sorveglianza e ispezione, anche invasiva, della rete gestita;
- introduzione di nuovi e ulteriori obblighi di *disclosure* a favore degli *stakeholder* in materia di odorizzazione, con la previsione, in particolare, della redazione e pubblicazione sul proprio sito internet di un dettagliato Piano di Odorizzazione semestrale;
- introduzione dell'obbligo di disporre di apposite procedure operative, nel rispetto delle norme tecniche vigenti, relative ai principali e maggiormente critici processi operativi del TSO (tra cui gestione del pronto intervento/emergenze di servizio/incidenti da gas; odorizzazione del gas ove previsto; sorveglianza e ispezione, invasiva e non, della rete ecc.).

Continuità:

- revisione complessiva delle disposizioni in materia di erogazione del servizio di trasporto alternativo tramite carro bombolaio, con attribuzione delle relative responsabilità in capo al TSO, nonché di obblighi di leale e fattuale collaborazione in capo agli utenti del trasporto, i quali tra l'altro periodicamente dovranno dichiarare esplicitamente di non voler usufruire di tale servizio;
- riduzione graduale (in 2 anni) della soglia di capacità conferita ai PDR al di sopra della quale vige l'obbligo di monitoraggio del valore della pressione minima su base oraria, prevedendo specifici obblighi di comunicazione e trasparenza in materia;
- differenziazione degli indennizzi automatici per tipologia di PDR (cliente finale direttamente allacciato alla rete di trasporto o *city gate*) e definizione di specifiche regole per il versamento degli indennizzi relativi ai *city gate* (destinati al "conto qualità servizi gas"). L'indennizzo è ora parametrato al corrispettivo di uscita dalla rete di trasporto.

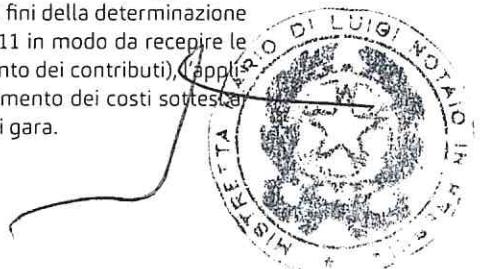
Qualità Commerciale:

- introduzione di nuovi standard specifici e delle relative modalità di calcolo. In particolare: (i) standard relativo al tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato relative a sessioni di aggiustamento; (ii) standard relativo alla durata del malfunzionamento di un applicativo informatico; (iii) standard relativo al tempo di risposta motivata ai reclami scritti. È, inoltre, ridotto da 15 a 10 gg lavorativi il livello applicabile allo standard "tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura". Infine, alcuni standard preesistenti sono unificati nello standard "tempo di risposta motivata a richieste scritte".

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) dove saranno indette le gare per l'affidamento del servizio secondo quanto previsto dal c.d. Regolamento gare (DM 12 novembre 2011, n. 226). 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 succedutesi in materia di calcolo del VIR (soprattutto per il trattamento dei contributi), l'applicazione delle Linee Guida, la percentuale massima del canone, il riconoscimento dei costi sostenuti progetti di efficienza energetica da realizzarsi nell'ATEM 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, solo parzialmente risolto l'incertezza sulla copertura, in termini di contributo tariffario, dei titoli generati dai progetti di efficienza energetica (CB) proposti in sede di gara. In particolare, il DM ha previsto che i CB 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 sull'ATEM 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 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, la Delibera 571/2014/R/gas ha proposto una modifica in materia di riconoscimento delle quote di ammortamento a favore degli enti concedenti ma tale proposta non è stata 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 contenenti le regole, rispettivamente, per la valutazione del rimborso e per la valutazione del bando di gara.

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), nonché 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 ritenendone infondati i motivi. 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 in merito alla decurtazione - retroattiva - dei contributi pubblici e privati dal valore di rimborso. La Corte di Giustizia Europea, con sentenza del 21 marzo 2019, ne ha dichiarato la compatibilità e la questione, quindi, è ritornata al Consiglio di Stato che, con la sentenza 6315 pubblicata il 23 settembre 2019, ha rigettato l'appello proposto dalla Società.

Per quanto riguarda il TAR Lombardia, anche alla luce della pronuncia del Consiglio di Stato, con ordinanza del 23 dicembre 2017 è stata accolta l'istanza congiunta di rinvio dell'udienza per la discussione del ricorso pendente. L'udienza è stata posticipata più volte, anche per tener conto dell'esito del giudizio relativo all'aggiudicazione della gara sull'ATEM Milano 1 (cfr. paragrafo successivo) e, attualmente, è fissata al 30 settembre 2020.

Gare d'ambito per il servizio di distribuzione del gas naturale: ATEM Milano 1

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 ATEM 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 il Comune di Milano ha aggiudicato la gara ad Unareti S.p.A. con un punteggio complessivo di 98,12 punti su 100.

2i Reti Gas ha presentato ricorso innanzi al TAR Lombardia contestando anche l'ammissione di Unareti S.p.A. alla gara. A fronte di ciò, Unareti S.p.A. ha proposto ricorso incidentale, evidenziando l'illegitimità, sotto vari profili, dell'ammissione di 2i Rete Gas alla procedura stessa. Con sentenza n. 02398

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**

*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
Rischio e
incertezze

7
Gestione
responsabile
della sostenibilità

8
Altre
informazioni

pubblicata il 5 dicembre 2019 il TAR Lombardia ha accolto entrambi i ricorsi escludendo entrambi i concorrenti ma facendo salva la possibilità di ulteriori provvedimenti della stazione appaltante in merito ai motivi che hanno determinato l'esclusione di Unareti S.p.A. dalla gara.

Istanza di restituzione di parte della sanzione amministrativa comminata ad AEM Gas S.p.A. per violazione delle disposizioni in materia di qualità tecnica e sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale a seguito dell'evento di Via Lomellina a Milano del 2006

A giugno 2019 Unareti S.p.A. ha presentato istanza al MiSE per la restituzione di parte della sanzione pari a 1.493.000 euro, versata in data 25 luglio 2008 dalla società (già A2A Reti Gas S.p.A., già AEM Distribuzione Gas e Calore S.p.A.) all'Agenzia delle Entrate, ai sensi della Deliberazione VIS n. 46/08, per violazione di alcune disposizioni in materia di qualità tecnica e sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale succedute all'evento di Via Lomellina a Milano del 2006.

La sanzione era, infatti, stata successivamente oggetto di rideterminazione, nella misura di 734.000 euro, con provvedimento dell'Autorità n. 569/2013/S/gas, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato n. 03007/2011, di annullamento della precedente deliberazione - nella parte relativa alla determinazione dell'importo.

L'importo oggetto della richiesta di rimborso, pari alla differenza tra la sanzione comminata nel 2008 e la sanzione rideterminata nel 2013, ammonta a 759.000 euro, cui dovranno essere sommati gli interessi legali maturati dalla data del versamento della sanzione inizialmente determinata, fino alla data di restituzione di quanto indebitamente versato.

Procedimento sanzionatorio, chiuso con procedura semplificata, in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura del gas naturale

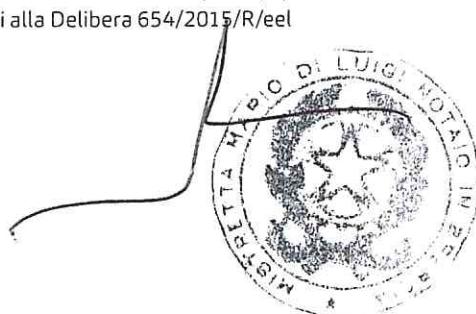
Nel mese di febbraio 2017 l'Autorità ha effettuato una visita ispettiva presso Unareti S.p.A. finalizzata a verificare la coerenza, rispetto a quanto previsto dalla regolazione, delle modalità di rilevazione, archiviazione e messa a disposizione dei dati di misura gas adottate dalla società per gli anni 2014-2016. In particolare, la verifica verteva sull'effettuazione del numero minimo di tentativi di raccolta del dato di misura, il rispetto dell'intervallo massimo tra due tentativi consecutivi, la messa a disposizione dei dati ai soggetti esercenti la vendita e la corresponsione degli indennizzi automatici. Successivamente, sono state effettuate ulteriori richieste di integrazioni dati cui la società ha sempre fornito un rapido e completo riscontro.

All'esito delle verifiche e dell'analisi dei dati, sono emersi alcuni limitati casi di non conformità alle disposizioni regolatorie di cui al TIVG. Conseguentemente, con la Determina 13/2019 DSAI è stata determinata la sanzione e, considerata la natura del procedimento, è stata riconosciuta ad Unareti S.p.A. la possibilità di effettuare il pagamento della stessa nella misura ridotta di un terzo, pari a 32.000 euro, rinunciando alle ulteriori formalità e provvedendo a sanare le condotte contestate. Il pagamento della sanzione, effettuato entro i termini fissati dalla determina, ha determinato l'estinzione del procedimento sanzionatorio.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica provvisorie 2019

La Delibera 117/2019/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2019 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (sulla base degli investimenti a pre-consuntivo 2018).

Le tariffe provvisorie 2019 sottendono un WACC del 5,9% (come aggiornato dalla Delibera 639/2018/R/ com con decorrenza 2019) e sulla base della regolazione tariffaria di cui alla Delibera 654/2015/R/eel (TIT 2016 – 2019).



Valore della RAB elettrica (*) sottesa alle tariffe provvisorie 2019 milioni di euro	Unareti	LD Reti	Reti Valtellina Valchiavenna	Totale
RAB Distribuzione	529	34	12	575
RAB Misura	61	3	2	66
Totale	590	37	14	641

(*) Stima delle società.

Per quanto riguarda gli operatori fino a 25.000 POD, la Delibera 237/2018/R/eel ha definito i criteri di riconoscimento dei costi operativi e di capitale in tariffa. In particolare, le tariffe per l'attività di distribuzione saranno calcolate tramite un metodo parametrico in base al quale *opex* e *capex* riconosciuti saranno fissati tenendo conto di alcune grandezze rilevanti quali l'energia distribuita e la densità dell'utenza (*opex*) e, insieme alle precedenti, la vetustà delle reti (*capex*), mentre quelle per l'attività di misura terranno conto di un profilo convenzionale di installazione dei misuratori elettronici BT e di un loro costo medio. Il passaggio a questo metodo avverrà in via graduale nel periodo 2018–2023. Attualmente, si è in attesa delle delibere di approvazione delle tariffe. La stessa Delibera ha previsto che per i distributori che servono almeno 25.000 POD e fino a 100.000 POD si applichi il regime individuale.

Le Delibere 671/2018/R/eel e 673/2018/R/eel hanno definito le tariffe obbligatorie 2019, rispettivamente, per i clienti finali non domestici e domestici mentre la Delibera 568/2019/R/eel ha fissato le medesime per l'anno 2020.

Aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica

La Delibera 568/2019/R/eel approva la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 (NPR2) e i relativi Testi Integrati TIT, TIME e TIC⁽⁷⁾. Il provvedimento – che è in sostanziale continuità con i criteri adottati nel primo semiperiodo 2016-2019 (NPR1) - definisce in particolare:

- i livelli iniziali, riferiti al 2020, del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi, un *profit sharing* con ripartizione simmetrica (50:50) tra imprese distributrici ed utenti finali delle eventuali maggiori efficienze conseguite nel precedente NPR1 e il tasso di recupero di produttività (*X-Factor*) per il loro aggiornamento annuale. Il nuovo *X-Factor* applicabile all'attività di distribuzione dell'energia elettrica è pari all'1,3% (1,9% nel precedente semi-periodo) mentre quello relativo all'attività di misura è pari allo 0,7% (1% nel precedente semi-periodo);
- un meccanismo di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo congiunto delle infrastrutture elettriche per finalità ulteriori rispetto a quelle oggetto di riconoscimento tariffario (e.g. utilizzo da parte delle TELCO), attivabili solo se il loro ammontare risulti superiore allo 0,5% del ricavo ammesso a copertura dei costi per il servizio di distribuzione;
- incentivi alle aggregazioni tra imprese distributrici, privilegiando quelle di minori dimensione, con la possibilità di ricorrere allo strumento contrattuale del "Contratto di Rete";
- un meccanismo di recupero dei crediti inesigibili afferenti alle tariffe di rete non ancora coperti, il cui accesso da parte dei distributori è sottoposto al soddisfacimento di specifiche condizioni;
- una revisione della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, in base ad una gradualità di applicazione (tra il 2021 e 2022) per tener conto delle problematiche segnalate in sede di consultazione.

Sono stati, altresì, effettuati limitati interventi in materia di *tariff design*, in particolare per la ricarica dei veicoli elettrici.

L'Autorità, infine, ha ritenuto opportuno demandare a successivi documenti per la consultazione la tematica relativa all'introduzione graduale del nuovo approccio regolatorio, definito "*Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio*", basato su efficienza del costo totale, pianificazione di medio periodo e valorizzazione del livello di servizio reso, tramite incentivi di tipo *output-based* (c.d. TOTEX).

⁷ TIT (Disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione), TIME (Disposizioni per l'erogazione del servizio di misura), TIC (Condizioni Economiche per l'erogazione del servizio di connessione).

Lettera agli Azionisti

Organi sociali

1

Dati di sintesi del Gruppo A2A

2

Scenario e mercato

3

Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A

Business Unit Generazione e Trading

Business Unit Mercato

Business Unit Ambiente

Business Unit Reti e Calore

Business Unit Esteri

4

Risultati consolidati e andamento della gestione

5

Analisi dei principali settori di attività

6

Rischi e incertezze

7

Gestione responsabile della sostenibilità

8

Altre informazioni

Testo Integrato Qualità Elettrica 2016-2023 e suo aggiornamento per il semiperiodo 2020-2023

La Delibera 646/2015/R/eel (TIQE 2016–2023) ha introdotto numerose disposizioni volte alla promozione selettiva (ed innovativa) degli investimenti sulle reti di distribuzione.

Con Delibera 566/2019/R/eel ARERA ha aggiornato per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 il TIQE con particolare focus all'introduzione di specifiche misure volte alla riduzione dei divari della continuità del servizio tra le varie zone del Paese, attraverso strumenti regolatori *ad hoc*. In particolare, è stata definita, per gli ambiti con il maggior numero di interruzioni, una regolazione speciale a carattere volontario che prevede:

- a) l'erogazione di un premio a fine periodo (2023), qualora venga raggiunto il livello obiettivo fissato da ARERA e di una penale in caso di mancato conseguimento;
- b) la possibilità di richiedere all'Autorità la posticipazione dell'anno target al 2025, dietro presentazione da parte del distributore di una Relazione Tecnica che ne comprovi le motivazioni; in caso di accettazione dell'istanza, si avrebbe il contestuale ricalcolo dei tendenziali.

Quanto indicato alla lettera b), avrebbe un impatto positivo per Unareti S.p.A. soprattutto per quanto riguarda l'ambito di Milano che nel 2018 è stato oggetto di penalità pari a circa 986.000 euro.

Inoltre, con particolare riferimento al numero e alla durata delle interruzioni, l'Autorità ha disposto anche l'avvio di una regolazione per esperimenti, mutuamente esclusiva con la regolazione speciale sopra descritta, in aree individuate dai distributori. Nel dettaglio, fermo restando il raggiungimento del livello obiettivo fissato per l'anno 2023, il distributore ha la possibilità di proporre un percorso di miglioramento diverso da quello definito dalla regolazione attuale ordinaria, presentando soluzioni innovative da un punto di vista tecnologico per il miglioramento della qualità del servizio. Anche in questo caso è previsto il ricalcolo dei tendenziali, disattivati negli anni oggetto di sperimentazione.

Ai fini dell'adesione al meccanismo sono stabilite precise finestre temporali: entro 30 aprile 2020 per applicazione dal 2020 ed entro 28 febbraio 2021 per applicazione dal 2021. In caso di mancato raggiungimento dell'impegno di miglioramento presentato dal distributore, non viene erogata nessuna premialità mentre è previsto il versamento delle penalità che si sarebbero conseguite nello stesso periodo, in assenza della temporanea deroga concessa alla regolazione ordinaria.

Infine, per quanto riguarda la regolazione della qualità del servizio e, in particolare, quella applicabile in caso di interruzioni prolungate a seguito di disservizi dovuti a cause di forza maggiore, la Delibera 553/2019/R/eel ha dato esecuzione alla sentenza del Tar Lombardia n. 1901/2019 di annullamento della Delibera 127/2017/R/eel, che aveva sensibilmente aumentato gli indennizzi da riconoscere agli utenti BT e MT a carico dei distributori, riducendo, di conseguenza, la possibilità per quest'ultimi di socializzare l'onere attraverso il ricorso al Fondo Eventi Eccezionali. L'Autorità, anche a seguito di una fase di consultazione e di una richiesta di informazioni alle imprese, ha confermato, a decorrere dal 20 dicembre 2019, la disciplina di cui alla Delibera 127/2017/R/eel introducendo delle migliorie volte a rimuovere alcune sproporzioni nel dimensionamento degli indennizzi spettanti agli utenti.

Piani di Resilienza per la rete elettrica

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

La Determina 2/2017 DlEU ha approvato le "Linee Guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico – parte prima". Tale documento, emanato anche in conseguenza delle evidenze emerse da uno specifico tavolo tecnico (Terna, CEI, RSE, distributori con più di 50.000 POD, tra cui Unareti S.p.A.), illustra la metodologia per l'individuazione degli interventi prioritari per fronteggiare il tema della tenuta della rete e per stimare i costi ed i relativi benefici connessi a tali interventi.

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



A seguito di ciò la Delibera 31/2018/R/eel: i) introduce l'obbligo per tutte le principali imprese distributrici⁽⁸⁾ di predisporre, e comunicare periodicamente all'Autorità, piani per la resilienza almeno triennali e coordinati con Terna o con il distributore di riferimento; ii) prevede un unico meccanismo incentivante di tipo reputazionale costituito dall'obbligo di pubblicare sul sito internet entro il 30 giugno di ciascun anno il piano per la resilienza.

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

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

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

Unareti S.p.A. entro il 30 giugno 2019 ha provveduto all'invio del Piano 2019-2021.

La Delibera 534/2019/R/eel definisce gli interventi di incremento della resilienza relativi ai Piani 2019-2021 eleggibili a premio e/o penalità, di E-Distribuzione S.p.A., Areti S.p.A., Unareti S.p.A., Ireti S.p.A. e SET Distribuzione S.p.A.. Inoltre, oltre al tetto già in vigore per i premi netti totali di ciascun distributore, ARERA ha confermato la definizione del limite massimo al premio di un singolo intervento, ponendolo pari al costo dello stesso (al fine di evitare il riconoscimento di una sovra-remunerazione superiore al costo dell'intervento già coperto in RAB).

Infine, con riferimento alle modalità e alle tempistiche di erogazione dei premi e di versamento delle penali, la Delibera ha previsto che, entro il 31 dicembre di ogni anno dal 2020 al 2025, l'Autorità determini per ogni principale distributore i premi e le penalità da versare sul conto "Qualità dei servizi elettrici" presso la CSEA, relativi agli interventi eleggibili, con data di effettivo completamento nell'anno precedente. Con successiva Delibera 566/2019/R/eel è stabilito che i premi in materia di incremento della resilienza delle reti di distribuzione saranno finanziati dal Fondo Utenti MT.

Bonifica delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini

La Delibera 467/2019/R/eel ha definito una regolazione sperimentale di durata triennale (1° gennaio 2020 – 31 dicembre 2022) in materia di ammodernamento - con o senza centralizzazione dei misuratori - delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini, cui sono tenuti tutti i distributori, a prescindere dalla loro dimensione in termini di POD serviti. La Delibera porta a compimento un percorso molto lungo, avviato nel 2016 in sede di definizione dell'attuale quadro regolatorio in materia di qualità del servizio e poi proseguito attraverso un intenso confronto, anche tramite specifiche consultazioni, con gli operatori.

Al fine di superare eventuali ritrosie da parte dei condomini all'effettuazione di tali interventi, l'Autorità ha previsto un meccanismo incentivante in base al quale il distributore:

- dovrà versare al condominio un importo a copertura dei costi sostenuti da quest'ultimo relativamente alle opere edili di demolizione/ripristino (ed eventualmente elettriche in caso di centralizzazione) in misura pari al minore tra quanto effettivamente speso ed un importo parametrico calcolato in base al numero utenti e al livello di pregio dello stabile);
- si vedrà riconosciuto tale importo nell'ambito dei meccanismi tariffari⁽⁹⁾, previa conclusione entro il 30 settembre 2022 del censimento obbligatorio delle proprie colonne montanti vetuste.

⁸ Per le "principali imprese distributrici" si intendono quelle con: i) più di 300.000 utenti; ii) più di 100.000 utenti; iii) meno di 100.000 utenti direttamente connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale.

⁹ Le opere edili saranno riconosciute in RAB attraverso la loro contabilizzazione nel cespote fittizio "Colonne Montanti Vetuste", mentre i costi sostenuti per l'attività di censimento delle colonne montanti saranno coperti con un contributo di 20 €/condominio censito (legati al completamento del censimento, nonché alla corretta conservazione delle informazioni per 5 anni) e con un ulteriore contributo pari a 70 €/condominio censito da includere però tra i costi capitalizzabili nel suddetto cespote "Colonne Montanti Vetuste".

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

La maggior parte degli interventi saranno effettuati da Unareti S.p.A. nell'area di Milano, la più critica a causa del maggior numero di «utenti singoli», connessi alla rete tramite colonna montante di proprietà del distributore (una prima ricognizione ha portato alla quantificazione su Milano di circa 16.800 stabili per oltre 27.000 colonne montanti).

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

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

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

In merito ai requisiti funzionali l'Autorità, a valle di opportuni approfondimenti effettuati anche con l'AGCOM, con la Delibera 409/2019/R/eel ha reputato non opportuno prevedere obblighi puntuali relativamente ad una versione "2.1" dello *smart meter* 2G, dando al contempo mandato al CEI di costituire un gruppo di lavoro per la verifica di fattibilità della realizzazione, da parte di soggetti terzi rispetto alle imprese distributrici, di un "coprimorsetti *smart*" (i.e. un coprimorsetti che integra in sé il dispositivo utente e che sia di facile installazione).

La Delibera 646/2016/R/eel definisce le modalità di riconoscimento dei costi applicabili agli *smart meter* 2G, successivamente aggiornate per il periodo 2020-2022 dalla Delibera 306/2019/R/eel per tener conto, tra l'altro, delle differenze esistenti tra il principale DSO (che ha elaborato ed avviato il proprio piano di messa in servizio di *smart meter* 2G nel 2017) ed i restanti operatori.

Le principali disposizioni in materia di riconoscimento dei costi sono così sintetizzabili:

- presenza di obblighi relativi all'avvio/conclusione della fase massiva del piano di sostituzione. In particolare, per i distributori > 100.000 POD si ipotizza l'avvio della fase massiva entro il 2022 con l'obiettivo di sostituzione di almeno il 90% dei misuratori esistenti entro il 2025. Gli obblighi per i distributori < 100.000 POD saranno, invece, definiti da un successivo provvedimento;
- obbligo di predisporre degli approfonditi e documentati piani di messa in servizio di un sistema di *smart metering* 2G (PMS2) e di pubblica consultazione degli stessi, nei termini e nei modi definiti dall'Autorità;
- determinazione di una soglia unica per tutti gli operatori per il calcolo della c.d. condizione di spesa massima di capitale per l'ammissione del proprio piano ad una valutazione c.d. *fast track*. Tale soglia è pari a 130 €/misuratore, superando così la precedente metodologia che prevedeva, oltre ad una parte fissa, anche una parte variabile specifica per il singolo operatore;
- specifiche modalità di riconoscimento degli investimenti in *smart meter* 2G, con la possibilità di ottenere premi o penali in base al grado di coerenza tra i costi unitari effettivamente sostenuti rispetto a quelli concordati con l'Autorità, a loro volta definiti a partire dai costi unitari stimati dall'operatore e da quelli stimati dall'Autorità stessa. Inoltre, è previsto uno specifico meccanismo di definizione del numero massimo di misuratori 2G di prima installazione riconoscibili in tariffa per ciascun anno del piano (c.d. Piano Convenzionale – PCO, definito in base al c.d. profilo tariffario di installazione dei misuratori 1G). In tale ambito, alla luce delle criticità derivanti dal metodo precedentemente adottato, è stato introdotto un meccanismo correttivo del PCO che viene modulato in modo da anticipare da fine ad inizio periodo il riconoscimento in tariffa di una parte delle quantità di misuratori complessivamente da sostituire;
- presenza, a partire dal 4° anno del piano, di un meccanismo di penalizzazione in caso di mancato rispetto dei livelli di *performance* fissati dall'Allegato B alla Delibera 87/2016/R/eel (% di letture raccolte entro 24 ore e % di successo delle operazioni di telegestione entro 4 ore). La penalità annua è parametrata alla spesa di capitale ammessa al riconoscimento tariffario e al livello di mancato rispetto degli obblighi. È, altresì, previsto un meccanismo penalizzante in caso di mancato rispetto dell'avanzamento del PMS2. Sono, comunque, presenti tetti annuali e pluriannuali alle penalizzazioni che possono essere comminate all'operatore.



Sono, infine, previste specifiche disposizioni in materia di rendicontazione sia dei costi di capitale che di quelli operativi effettivamente sostenuti in ciascun anno di piano che dei quantitativi fisici di misuratori effettivamente installati.

Unareti S.p.A. ha presentato per l'approvazione il proprio piano entro i tempi stabiliti e il 4 novembre 2019 ha tenuto l'incontro pubblico con gli *stakeholder*. Si tratta della sostituzione di circa 1,3 milioni di misuratori con una fase massiva prevista nel periodo 2020-2024. Attualmente, il piano è in corso di valutazione da parte dell'Autorità.

Nelle more dell'avvio dei piani di sostituzione, l'Autorità ha stabilito le modalità di riconoscimento degli investimenti in misuratori 1G per gli anni 2017-2020, limitando il costo unitario riconosciuto al 105% del costo unitario dei misuratori 1G per l'anno 2015. Similmente, è stato anche definito il metodo per il riconoscimento degli investimenti in misuratori 2G, effettuati al di fuori del piano di sostituzione e relativi alla "gestione utenza ordinaria" (cfr. TIME 2020-2023). Il valore di investimento lordo massimo riconoscibile per misuratore 2G installato negli anni 2018-2020 è pari alla somma di:

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

Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica ed esazione degli Oneri Generali di Sistema (OGS)

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

Il TAR Lombardia, in accoglimento di ricorsi presentati da alcuni venditori, ha dichiarato illegittima la Delibera 268/2015/R/eel (CADE - Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica) nella parte in cui prevede che le garanzie che i venditori sono tenuti a prestare al distributore debbano coprire gli OGS oltre ai corrispettivi per il trasporto. Tale pronuncia ha chiarito che sono i clienti finali i soggetti della filiera elettrica obbligati, dal punto di vista giuridico ed economico, a sostenere gli OGS, evidenziando l'assenza di norme che prevedano la traslazione in capo ai venditori di questa obbligazione e non riconoscendo in questo ambito all'Autorità un potere di eterointegrazione dei contratti tra distributore e venditore. La sentenza del Consiglio di Stato n. 5620/2017 del 30 novembre 2017 ha rigettato l'appello dell'Autorità confermando l'annullamento della Delibera 268/2015/R/eel e gli orientamenti sopra esposti.

L'Autorità è intervenuta transitorientemente con la Delibera 109/2017/R/eel riducendo la quantificazione delle garanzie ed avviando contestualmente un procedimento finalizzato ad individuare meccanismi volti a riconoscere un'adeguata compensazione ai distributori e ai venditori dell'eventuale mancato incasso delle componenti tariffarie a copertura degli OGS.

Nelle more di una riforma legislativa della disciplina da più parti auspicata, la Delibera 50/2018/R/eel ha introdotto un meccanismo di compensazione degli OGS versati ma non incassati da parte dei distributori. Il meccanismo è rivolto alle imprese distributrici che risultino adempienti agli obblighi di versamento degli OGS a partire dai crediti maturati dal 1° gennaio 2016 in relazione a contratti di trasporto risolti per inadempimento da almeno da 6 mesi, ed è finanziato da un Conto istituito presso la CSEA, alimentato in parte dagli importi eventualmente riscossi dai distributori successivamente al riconoscimento dell'ammontare per gli anni precedenti, e dal gettito tariffario alimentato dalle componenti a copertura degli OGS.

Nell'udienza di merito del 7 novembre 2018 il TAR Lombardia, respingendo il ricorso presentato da Codacons, ha confermato la vigenza del meccanismo introdotto dalla Delibera 50/2018/R/eel. La vigenza della Delibera 109/2017 è, poi, stata ulteriormente riconfermata anche dal TAR Lombardia nel febbraio 2019 con la sentenza n. 270/2019, la quale ha respinto il ricorso di Gala S.p.A.. Tuttavia il medesimo TAR Lombardia l'ha successivamente annullata a luglio 2019 a seguito del ricorso presentato da Repower Vendita Italia S.p.A., ribadendo le medesime motivazioni delle sentenze del 2017, e quindi la contestata traslazione di un obbligo ricadente sui clienti finali in capo ai venditori.

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