

2022

Relazione Finanziaria Semestrale

Al 30 giugno 2022



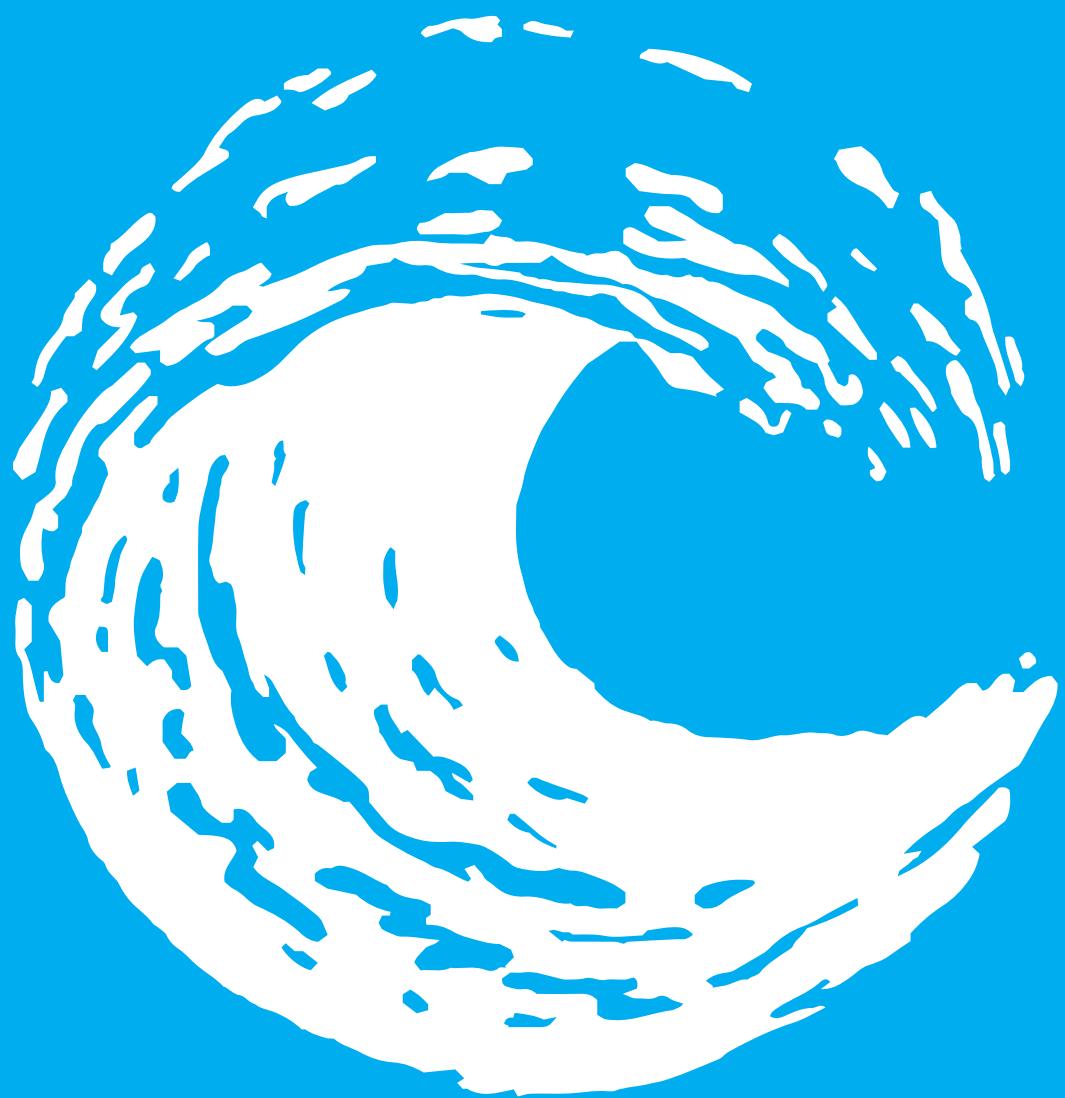
Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2022

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

Indice

Organici sociali	5
1 Dati di sintesi del Gruppo A2A	
1.1 Business Units	8
1.2 Aree geografiche di attività	10
1.3 Struttura del Gruppo	12
1.4 Principali indicatori finanziari al 30 giugno 2022	13
1.5 Azionariato	16
1.6 A2A S.p.A. in Borsa	17
1.7 Indicatori Alternativi di Performance (AIP)	19
2 Gestione responsabile della sostenibilità e finanza sostenibile	
2.1 Gestione responsabile della sostenibilità e finanza sostenibile	24
3 Risultati consolidati e andamento della gestione	
3.1 Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria	28
3.2 Eventi di rilievo del periodo	38
3.3 Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2022	41
3.4 Impatti conflitto Russia - Ucraina	42
3.5 Evoluzione prevedibile della gestione	45
4 Prospetti contabili consolidati	
4.1 Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata	48
4.2 Conto economico consolidato	50
4.3 Conto economico complessivo consolidato	51
4.4 Rendiconto finanziario consolidato	52
4.5 Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato	53
4.6 Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2022	54
4.7 Dettaglio effetto economico consolidamento nuove acquisizioni 2022	56
4.8 Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010	58
4.9 Conto economico consolidato ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010	60
5 Note illustrate alla Relazione finanziaria semestrale	
5.1 Informazioni di carattere generale	62
5.2 Relazione finanziaria semestrale	63
5.3 Schemi di bilancio	64
5.4 Criteri di redazione	65
5.5 Variazioni di principi contabili internazionali	66
5.6 Area di consolidamento	67
5.7 Criteri e procedure di consolidamento	68
5.8 Stagionalità dell'attività	73
5.9 Sintesi dei risultati per settore di attività	74
5.10 Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria	78
5.11 Indebitamento finanziario netto	100
5.12 Note illustrate alle voci di Conto economico	102
5.13 Risultato per azione	110
5.14 Nota sui rapporti con le parti correlate	111
5.15 Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006	114
5.16 Garanzie ed impegni con terzi	115
5.17 Altre informazioni	116

6	Allegati alle Note illustrate alla Relazione finanziaria semestrale	
6.1	1. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni materiali	146
6.2	2. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali	148
6.3	3. Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato	150
6.4	4. Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto	158
6.5	5. Elenco delle partecipazioni in altre imprese	161
7	Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A	
7.1	Business Unit Generazione e Trading	167
7.2	Business Unit Mercato	172
7.3	Business Unit Ambiente	179
7.4	Business Unit Smart Infrastructures	185
8	Scenario e Mercato	
8.1	Quadro macroeconomico	206
8.2	Andamento del mercato energetico	208
9	Risultati per settore di attività	
9.1	Risultati per settore di attività	212
9.2	Business Unit Generazione e Trading	214
9.3	Business Unit Mercato	217
9.4	Business Unit Ambiente	220
9.5	Business Unit Smart Infrastructures	223
9.6	Corporate	227
10	Rischi e incertezze	
10.1	Rischi e incertezze	230
11	Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis comma 5 del D.Lgs. 58/98	
		242
12	Relazione della Società di Revisione	
		244



Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

PRESIDENTE

Marco Emilio Angelo Patuano

VICE PRESIDENTE

Giovanni Comboni

AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE

Renato Mazzoncini

CONSIGLIERI

Stefania Bariatti

Vincenzo Cariello

Federico Maurizio d'Andrea

Luigi De Paoli

Gaudiana Giusti

Fabio Lavini

Christine Perrotti

Secondina Giulia Ravera

Maria Grazia Speranza

Collegio Sindacale

PRESIDENTE

Giacinto Gaetano Sarubbi

SINDACI EFFETTIVI

Maurizio Leonardo Lombardi

Chiara Segala

SINDACI SUPPLENTI

Antonio Passantino

Patrizia Tettamanzi

Società di Revisione

EY S.p.A.

1

Dati di sintesi del Gruppo A2A

1.1 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

Ambiente

- Raccolta e spazzamento
- Trattamento
- Smaltimento e recupero energetico

Smart Infrastructures

- Reti elettriche
- Reti gas
- Ciclo idrico integrato
- Servizi di Teleriscaldamento
- Servizi di gestione calore
- Sviluppo e gestione di infrastrutture tecnologiche per servizi digitali integrati
- Illuminazione pubblica

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.

Business Units

Aree geografiche
di attività

Struttura
del Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al
30 giugno 2022

Azionariato

A2A S.p.A.
in Borsa

Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

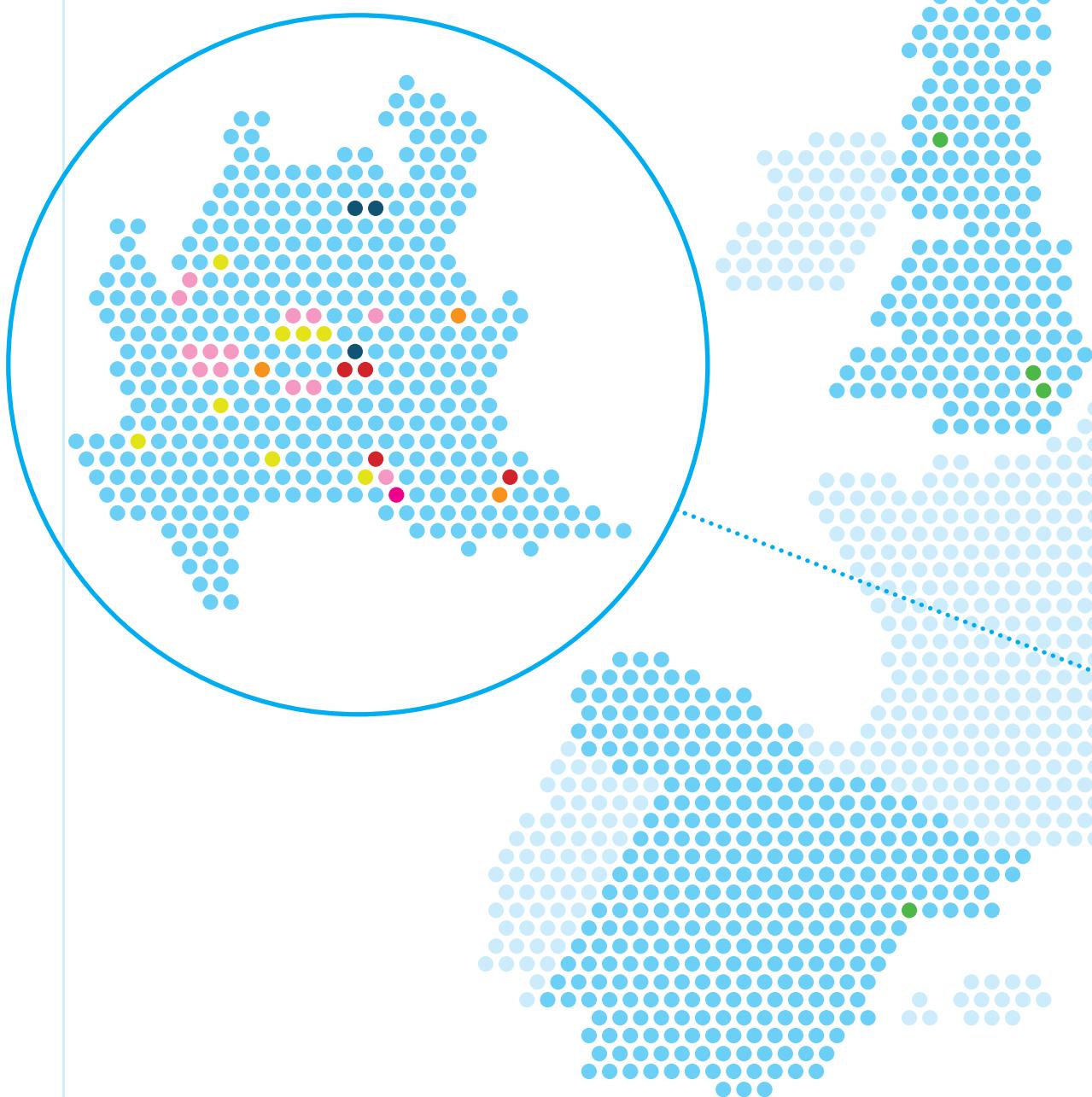
Transizione ecologica

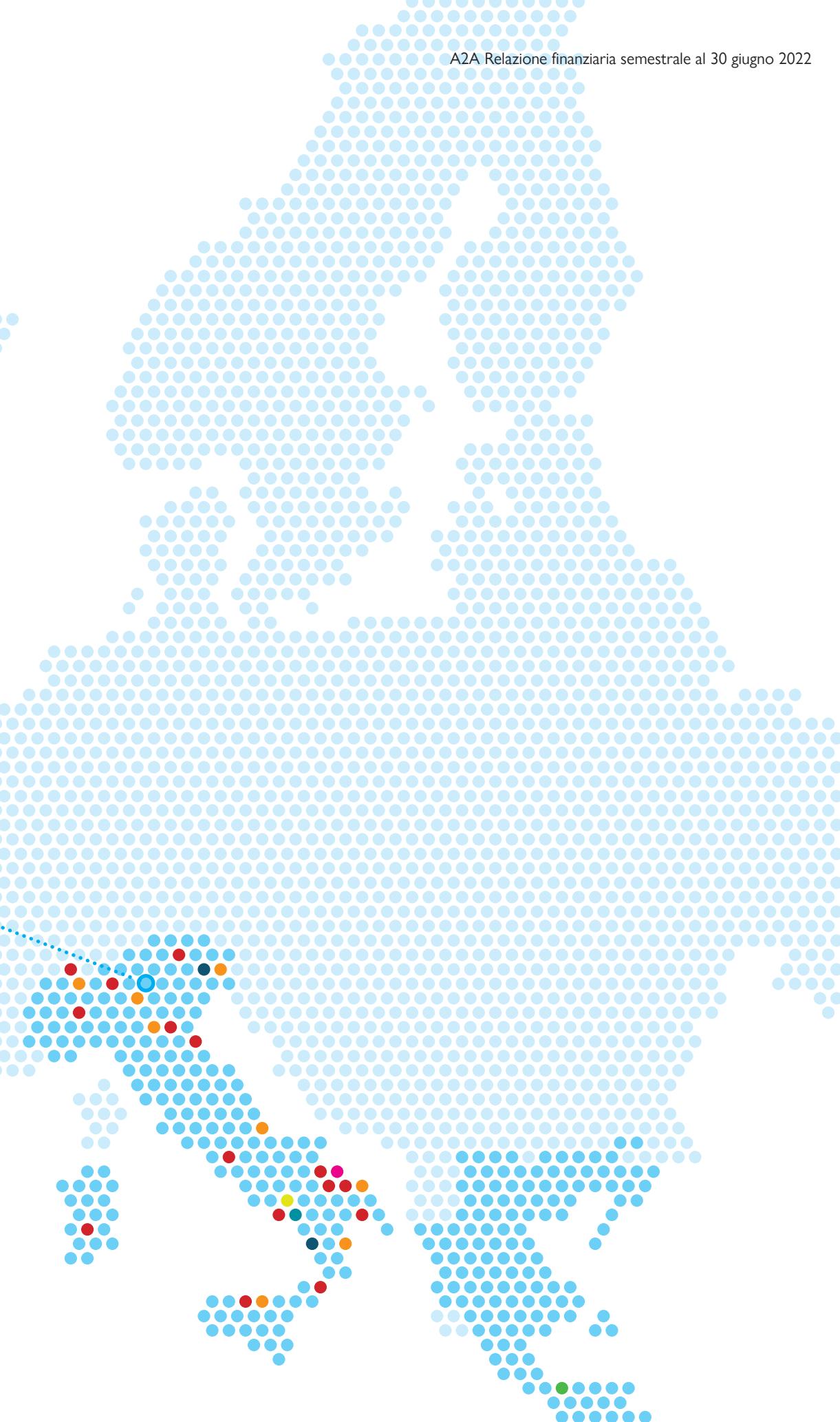


1.2 Aree geografiche di attività

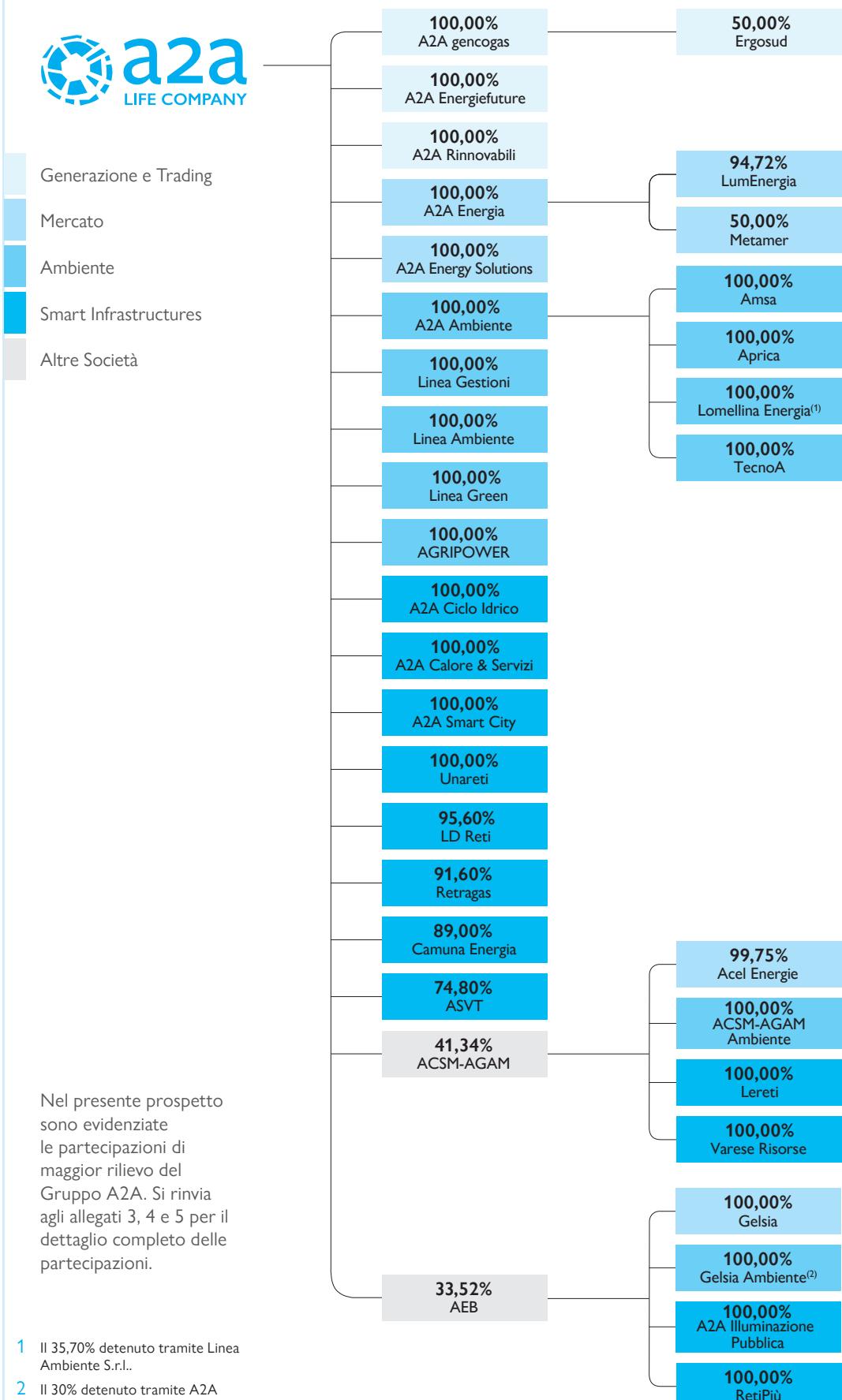
- Impianti idroelettrici
- Impianti termoelettrici
- Impianto di cogenerazione
- Impianti biomassa
- Impianti fotovoltaici
- Impianti eolici
- Impianti di trattamento rifiuti
- Partnership tecnologiche

Aggiornata al 30.06.2022





1.3 Struttura del Gruppo



1 Il 35,70% detenuto tramite Linea Ambiente S.r.l..

2 Il 30% detenuto tramite A2A Integrambiente S.r.l..

1.4 Principali indicatori finanziari al 30 giugno 2022 (**)

9.788

mln €

RICAVI

708

mln €

**MARGINE OPERATIVO
LORDO**

328

mln €

**RISULTATO
DEL PERIODO**

Dati economici

milioni di euro	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021 Restated
Ricavi	9.788	4.053
Costi operativi	(8.699)	(2.987)
Costi per il personale	(381)	(378)
Margine operativo lordo	708	688
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(373)	(332)
Risultato operativo netto	335	356
Risultato da transazioni non ricorrenti	157	(1)
Gestione finanziaria	(30)	(26)
Risultato al lordo delle imposte	462	329
Oneri per imposte sui redditi	(143)	41
Risultato netto da attività operative cedute/destinate alla vendita	36	-
Risultato di pertinenza di terzi	(27)	(30)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	328	340
Margine operativo lordo / Ricavi	7,2%	17,0%

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

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

Dati patrimoniali

milioni di euro	30 06 2022	31 12 2021
Capitale investito netto	9.082	8.416
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	4.495	4.303
Posizione finanziaria netta consolidata	(4.587)	(4.113)
Posizione finanziaria netta consolidata/Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	1,02	0,96
Posizione finanziaria netta consolidata/EBITDA	6,5	2,9

Dati finanziari

milioni di euro	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021
Flussi finanziari netti da attività operativa	188	508
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(505)	(626)
Free cash flow (dato Rendiconto finanziario)	(317)	(118)

Scenario energetico

	30 06 2022	30 06 2021
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Baseload (Euro/MWh)	248,6	66,9
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Peakload (Euro/MWh)	267,4	73,9
Prezzo medio del gas al PSV(*) (Euro/MWh)	97,8	21,8
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS(**) (Euro/tonn)	83,7	43,8

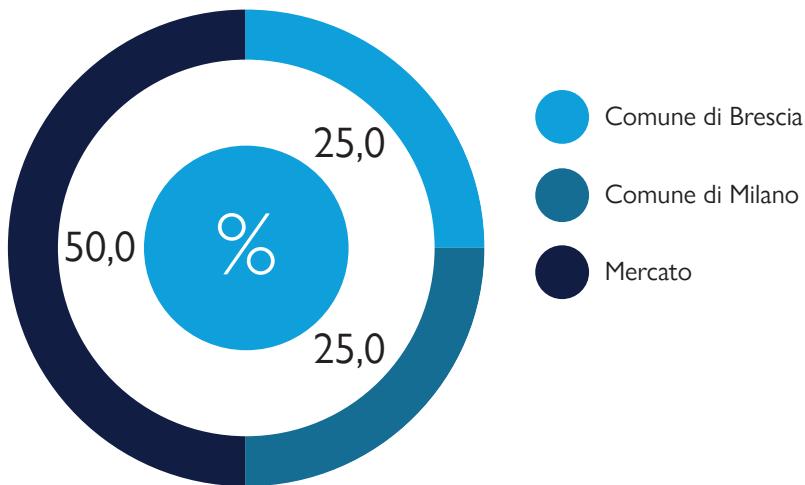
(*) prezzo del gas di riferimento per il mercato italiano

(**) EU Emissions Trading System

Principali indicatori operativi del Gruppo

	30 06 2022	30 06 2021	Principali indicatori finanziari al 30 giugno 2022
Generazione e Trading			
Produzione termoelettrica (GWh)	6.477	6.126	
Produzione idroelettrica (GWh)	1.369	2.135	
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	7.018	7.072	
EE venduta in Borsa (GWh)	8.468	7.933	
Mercato			
EE venduta a clienti retail (GWh)	10.456	8.594	
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.428	1.275	
di cui POD Energia Elettrica Mercato Libero	1.080	861	
Gas venduto a clienti retail (Mmc)	1.526	1.479	
PDR Gas (#/1000)	1.573	1.586	
di cui PDR Gas Mercato Libero	992	894	
Ambiente			
Rifiuti raccolti (Kton)	919	928	
Residenti serviti (#/1000)	3.972	4.172	
Rifiuti smaltiti (Kton)	1.708	1.754	
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	1.068	1.057	
Smart Infrastructures			
EE distribuita (GWh)	5.656	5.632	
Gas distribuito (Mmc)	1.732	1.856	
Acqua distribuita (Mmc)	36	36	
RAB Energia Elettrica (M€)	827	753	
RAB Gas (M€)	1.485	1.466	
Vendita calore (GWht)	1.766	1.823	
Produzione cogenerazione (GWh)	199	189	

1.5 Azionariato (*)



(*) Fonte CONSOB per le quote superiori al 3% (aggiornamento al 30/06/2022).

Dati societari di A2A S.p.A.

	30 06 2022	31 12 2021
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)	-	-

1.6 A2A S.p.A. in Borsa

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

Capitalizzazione al 30 giugno 2022 (milioni di euro)	3.797
Capitale sociale al 30 giugno 2022 (azioni)	3.132.905.277

	Primi sei mesi 2022	Ultimi 4 trimestri
Capitalizzazione media (milioni di euro)	4.899	5.278
Volumi medi giornalieri (azioni)	11.509.540	9.607.197
Prezzo medio (euro per azione)	1,56	1,68
Prezzo massimo (euro per azione)	1,74	1,95
Prezzo minimo (euro per azione)	1,21	1,21

Fonte: Bloomberg

Il titolo A2A è scambiato anche sulle seguenti piattaforme: Aquis, BlockMatch, CBOE, Eviduct, ITG Posit, Sigma-X, Turquoise, UBS MTF.

Il 25 maggio 2022 A2A ha distribuito un dividendo pari a 0,0904 euro per azione.

Principali indici in cui è presente il titolo A2A

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

Indici ESG

MIB ESG
FTSE4Good
ECPI Indices
Ethibel Sustainability Index Excellence Europe
EURO STOXX Sustainability Index
Euronext Vigeo Index: Eurozone 120
Standard Ethics Italian Index
Bloomberg Gender Equality Index

Fonte: Bloomberg e informazioni societarie

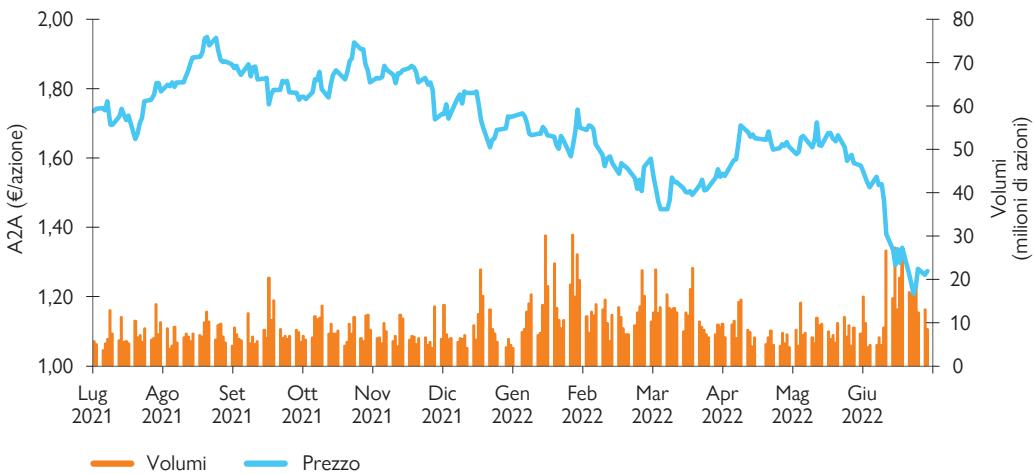
A2A ha ottenuto i seguenti rating ESG:

Questionario	Rating
CDP Climate Change	A-
CDP Water	B-
ISS ESG	B-
MSCI	BBB
Refinitiv	A-
Standard Ethics	EE+
Sustainalytics	21,1/40
Vigeo	63/100

A2A è inoltre inclusa nell'Ethibel Excellence Investment Register, nell'Ethibel Pioneer Investment Register e nella CDP Supplier Engagement Leaderboard.

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

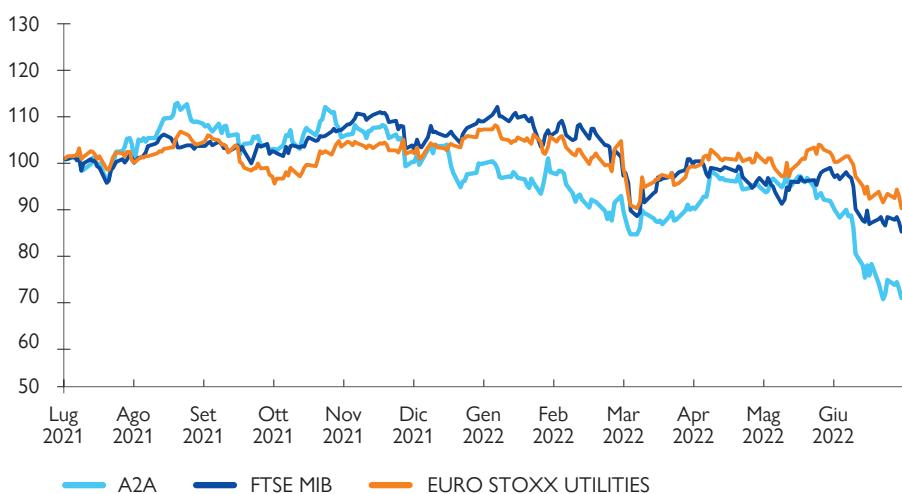
A2A: prezzo e volumi



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 30 giugno 2021 = 100)

Volatilità storica degli ultimi 4 trimestri
A2A: 24,6%
FTSE MIB: 21,3%



Fonte: Bloomberg

Rating

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

Fonte: agenzie di rating

1.7 Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

Nella presente Relazione finanziaria semestrale 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 i valori comparativi fanno riferimento ai valori al 30 giugno 2021, mentre per la Situazione patrimoniale-finanziaria i valori comparativi fanno riferimento al 31 dicembre 2021.

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 data 15 luglio 2020, l'ESMA ha inoltre pubblicato una nuova versione dei propri Orientamenti in materia di obblighi di informativa ai sensi del regolamento sul prospetto (ESMA/31-62-1426), applicabili dal 5 maggio 2021 e che aggiornano le precedenti Raccomandazioni CESR (ESMA/2013/319), con l'obiettivo di fornire agli emittenti indicazioni relative alla valutazione delle informazioni rilevanti da includersi nell'informativa finanziaria.

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.

Business Units
Aree geografiche di attività
Struttura del Gruppo
Principali indicatori finanziari al 30 giugno 2022
Azionariato

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

1 Dati di sintesi del Gruppo A2A

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 Circolante Netto

Il **Capitale Circolante Netto** 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 Circolante Netto 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.

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. Ai sensi delle nuove raccomandazioni ESMA, tale posta dovrebbe includere inoltre la quota non corrente dei Debiti commerciali e altri debiti non remunerati che presentano una significativa componente di finanziamento implicito (debiti con scadenza oltre 12 mesi);
- 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 in conformità alle Raccomandazioni ESMA/31-62-1426 del 15 luglio 2020.

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

Gestione responsabile della sostenibilità e finanza sostenibile

2.1 Gestione responsabile della sostenibilità e finanza sostenibile

Il 27 gennaio 2022 A2A ha approvato l'aggiornamento del Piano Industriale 2021-2030 che ha posto le basi per raggiungere l'azzeramento delle emissioni dirette e indirette (sia Scope 1 che Scope 2) generate dal Gruppo al 2040 ed ha rafforzato i business che possono contribuire alla transizione ecologica del Paese. Economia circolare e Transizione Energetica si confermano i due pilastri del Piano che racchiudono le azioni concrete del Gruppo. Grazie all'ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili, a soluzioni di carbon capture e al phase-down dei business carbon intensive, il Gruppo sarà in grado di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione fissati. Questo percorso virtuoso prevede il miglioramento del fattore emissivo di Gruppo al 2030 rispetto all'obiettivo approvato dalla Science Based Targets initiative (SBTi), con la conseguente riduzione del 49% delle emissioni specifiche di A2A rispetto al 2017.

Il 28 aprile del 2022 è stato presentato all'Assemblea degli azionisti di A2A il sesto Bilancio Integrato del Gruppo, che per il quinto anno rappresenta anche la Dichiarazione Non Finanziaria ai sensi del D.Lgs. 254/16. Questo documento continua a essere redatto secondo standard e metodologie rigorose e internazionalmente condivise, in particolare l'Integrated Reporting Framework (IR Framework) e gli Standard internazionali della Global Reporting Initiative (GRI Standards). In questa edizione, in linea con la nuova Strategia, è stato aggiornato il Piano di Sostenibilità di lungo periodo – 2021-2030 – che, oltre a recepire gli obiettivi di sostenibilità contenuti nel nuovo Piano Strategico, prevede degli obiettivi più specifici legati alle sue “leve abilitanti”, ovvero: Digital, People e Governance. Inoltre, per il secondo anno, è stata inserita una nuova sezione dedicata alla gestione dei rischi finanziari legati ai cambiamenti climatici, in linea con le raccomandazioni della Task Force on Climate-Related Financial Disclosure (TCFD), con l'obiettivo di fornire al mondo della finanza tutte le informazioni per valutare in modo adeguato la strategia di A2A in materia di gestione dei rischi e delle opportunità legati al clima.

Grazie alla nuova strategia di lungo periodo e alla continua tensione di A2A ad allineare la propria rendicontazione ai più alti standard internazionali, a giugno 2022 Standard Ethics - agenzia di rating indipendente che misura la sostenibilità delle imprese - ha annunciato di aver alzato il Corporate Rating di A2A a “EE+” dal precedente “EE” con Outlook “Positivo”. Con questo giudizio A2A diviene l'azienda italiana con il rating più alto nel settore di riferimento. Secondo Standard Ethics A2A adotta ormai da tempo una rendicontazione ESG (Environmental, Social e Governance) allineata alle migliori pratiche a livello internazionale. Le tematiche di Sostenibilità sono trattate con continuità attraverso policy aziendali aggiornate alle indicazioni ONU, OCSE e UE e recentemente rafforzate dalla riorganizzazione di alcune funzioni aziendali. Nel corso del 2021 e del primo semestre dell'anno in corso, A2A ha mantenuto alto il livello di attenzione e la cura scrupolosa delle proprie iniziative. Attenzione riscontrabile nel Piano Industriale al 2030 fortemente indirizzato al contenimento delle emissioni e alla crescita di produzione di energie rinnovabili.

La società è inoltre stata confermata in nove indici etici ESG (MIB ESG, FTSE4Good Index, ECPI Indices, Ethibel Sustainability Index Excellence Europe, EURO STOXX Sustainability Index, Euronext Vigeo Index, Eurozone 120, Standard Ethics Italian Index, Solactive Climate Change Index, Bloomberg Gender Equality Index).

Nel primo semestre 2022 A2A ha dato un ulteriore impulso allo sviluppo di prodotti di Finanza Sostenibile. Nel mese di febbraio è stato pubblicato l'aggiornamento del Sustainable Finance Framework che recepisce i più ambiziosi target di sostenibilità del Piano Strategico 2021-2030.

Il Sustainable Finance Framework rappresenta l'insieme delle linee guida che rafforzano il legame fra strategia finanziaria e strategia sostenibile del Gruppo e combina due approcci: il Green Use of Proceeds che consente la massima trasparenza circa l'utilizzo dei proventi per specifici progetti e la componente Sustainability-Linked che permette una lettura complessiva della strategia di Gruppo.

Il Sustainable Finance Framework, che copre qualsiasi tipo di strumento finanziario, è stato redatto secondo i Green Bond Principles (2021) e i Sustainability-Linked Bond Principles (2020) pubblicati dall'International Capital Market Association (ICMA), e secondo i Green Loan Principles (2021) e Sustainability-Linked Loan Principles (2021) pubblicati dalla Loan Market Association (LMA).

Vigeo Eiris, una delle principali agenzie internazionali di rating ESG, ha rilasciato una Second Party Opinion che conferma la robustezza del Sustainable Finance Framework e ne attesta l'allineamento ai principi ICMA e LMA. L'agenzia ha inoltre evidenziato l'impegno di A2A nello sviluppo della finanza sostenibile e la sua posizione “Advanced” come emittente.

Nell'ambito del nuovo Sustainable Finance Framework sono state poi concluse due importanti operazioni di funding per il Gruppo:

- un nuovo Sustainability-Linked Bond (pari a 500 milioni di euro e durata 6 anni), collegato al conseguimento del target relativo alla capacità installata da fonti rinnovabili. A2A, in linea con l'aggiornamento del Piano Strategico del Gruppo presentato nel mese di gennaio 2022, vuole raggiungere entro il 2024 una quota pari o superiore a 3,0 GWh. Questo importante obiettivo contribuisce al raggiungimento degli SDGs 7 e 13 delle Nazioni Unite;
- un nuovo Green Bond (pari a 600 milioni di euro e durata 4 anni) i cui proventi netti andranno a finanziare progetti strategici di economia circolare e transizione energetica allineati alla Tassonomia Europea (in particolare all'obiettivo "mitigazione dei cambiamenti climatici").

Inoltre, in data 30 giugno 2022, A2A ha sottoscritto una nuova linea di credito revolving (RCF) Sustainability-Linked, di ammontare pari a 410 milioni di euro e durata 3 anni, collegata al raggiungimento di tre obiettivi in ambito Social e Governance (riduzione dell'indice di frequenza infortunistica, aumento della percentuale dell'ordinato a fornitori valutati con indicatori ESG e riduzione del gap salariale tra uomini e donne). La linea prevede un meccanismo di aggiustamento del margine di interesse sia nel caso in cui A2A raggiunga i target prefissati (step down) sia nel caso in cui A2A non raggiunga tali target (step up). Gli importi relativi al potenziale risparmio o al maggior costo saranno donati da A2A al Banco dell'energia Onlus e andranno, dunque, a beneficio della comunità.

Infine, A2A ha ulteriormente ampliato la propria gamma di strumenti sostenibili estendendola anche al mondo assicurativo, siglando con Generali Global Corporate and Commercial (GC&C) e Aon un accordo per la creazione di una soluzione assicurativa di Responsabilità Civile e Generale legata al raggiungimento di cinque obiettivi di sostenibilità - che riguardano la salute e la sicurezza sul lavoro - e costruita attorno al "fattore Social" dei criteri ESG (Environmental, Social, Governance). Tra questi: visite ispettive nei cantieri del Gruppo A2A; accessi alle iniziative di formazione sulla salute proposte da A2A e alla formazione sulla sicurezza rivolta ai suoi dipendenti; percentuale di ordini effettuati a fornitori valutati con indicatori ESG; verifica del mantenimento del numero di società del Gruppo certificate ISO45001.

Per quanto riguarda la sostenibilità territoriale, è stato invece avviato il piano di ascolto e coinvolgimento dei territori per il 2022. Il programma di quest'anno ha l'obiettivo, attraverso l'individuazione di ostacoli e opportunità per la transizione ecologica, di identificare proposte di soluzioni condivise da realizzare insieme agli stakeholder per promuovere alleanze a favore della transizione sostenibile nei territori. Per farlo, insieme a The European House Ambrosetti, sono stati analizzati KPIs territoriali partendo da indicatori nazionali ed europei, in particolare dal Rapporto Benessere equo e sostenibile (Bes) dell'Istat relativo ai singoli territori. Questi dati aiutano a identificare, per ciascuna realtà territoriale, alcuni ostacoli alla transizione ecologica che A2A sottoporrà agli stakeholder nei prossimi mesi in occasione dei forum dedicati. I risultati finali saranno poi presentati pubblicamente sui territori insieme ai bilanci di sostenibilità. Quest'anno il percorso si arricchirà di 3 nuovi territori (Puglia, Sicilia e Calabria) insieme ai 6 "storici" (Bergamo, Brescia, Sondrio, Milano, Friuli Venezia-Giulia e Piemonte).

Inoltre sarà presentato al Giffoni Film Fest il primo Bilancio di Sostenibilità di A2A dedicato alla Generazione Z.

La Generazione Z, così come quella Alpha, è fondamentale per la transizione ecologica: i giovani sono i veri esperti in tematiche ambientali e sono coloro che influenzano i comportamenti all'interno delle famiglie. Inoltre, sono queste le generazioni che dovranno convivere un domani con i risultati di ciò che oggi si sta facendo per la lotta al climate change. Il piano industriale di A2A è stato definito pensando a loro per definire ciò che è necessario rendere concreto nell'immediato. Per questo A2A ha deciso di dare voce alla Gen Z rendendola protagonista della sua nuova campagna di comunicazione integrata. Simbolo e icona dell'operazione sarà Azzurra, una toon character tutto pepe, pronta a dare consigli utili su energia, acqua, ambiente e mobilità sostenibile. A2A ha scelto di realizzare il progetto coinvolgendo i giovani, creando insieme a loro la redazione itinerante Fonti Attendibili. Uno spazio per condividere consigli, favorire riflessioni, mostrare e incoraggiare comportamenti virtuosi. A2A metterà a disposizione dei ragazzi luoghi di espressione, occasioni di incontro, contribuendo a sostenere una più autentica cultura e sensibilità ambientale.

Durante i primi mesi del 2022, per quanto riguarda le attività educational, le scuole hanno avuto a disposizione un'offerta didattica ricca di contenuti con l'obiettivo di rispondere anche alle nuove esigenze digitali del mondo scolastico. Tra aprile e maggio si sono conclusi i due progetti educativi rivolti alle scuole di tutta Italia: "Olimpiadi della sostenibilità" e "Ecogame A2A – Transizione energetica". Il primo, rivolto alle scuole secondarie di II grado e realizzato in collaborazione con il consorzio Elis e con Scuolazoo, ha visto la partecipazione di 611 classi di 228 scuole che hanno elaborato, dopo essere stati formati con podcast e video sui loro canali social preferiti, 387 pillole video per raccontare ai loro coetanei la loro idea di sostenibilità. Nel secondo, rivolto a tutte le classi primarie e secondarie di I grado d'Italia, le classi hanno avuto

2 Gestione responsabile della sostenibilità e finanza sostenibile

la possibilità di sfidarsi ad un videogioco a quiz, per poi mettersi alla prova riprogettando un ambiente del videogioco o scrivendo nuove domande sulla transizione energetica. Le 246 classi partecipanti hanno consegnato ben 280 elaborati. Per entrambi i progetti sono state premiate le tre migliori classi di tutti gli ordini scolastici a livello nazionale. Sono inoltre proseguiti i webinar per i docenti del ciclo “Verso il 2050. Con le scuole per un futuro sostenibile e circolare” per oltre 6.000 partecipanti.

Novità di quest'anno sono la collaborazione con Fondazione Feltrinelli nella realizzazione di un kit digitale sulla transizione ecologica e la realizzazione del primo virtual tour di un impianto di selezione plastica; entrambi i progetti saranno pubblicati e promossi a settembre con l'inizio del nuovo anno scolastico. Inoltre è stato avviato un percorso di PCTO (Percorsi per Competenze Trasversali e per l'Orientamento) di 40 ore certificate, dedicato a circa 5.000 studenti delle scuole secondarie di II grado per apprendere le nuove competenze necessarie per le professioni nel settore energetico.

A livello territoriale, sono state sviluppate delle iniziative ad hoc di educazione ambientale, in collaborazione con le amministrazioni, le Fondazioni del Gruppo e altre partnership locali che hanno coinvolto circa 27.000 tra studenti e docenti.

Infine, per quanto concerne il Banco dell'energia – il progetto di responsabilità sociale promosso da A2A con Fondazione AEM, ASM e LGH – si è conclusa la fase di selezione dei vincitori della terza edizione del bando “Doniamo Energia” promosso in collaborazione con Fondazione Cariplo e riservato alle reti sostenute nell'ambito delle due precedenti edizioni. Si tratta di associazioni che hanno già promosso progetti in grado di intercettare precocemente le famiglie fragili e sono in grado di dare una risposta rapida e immediata anche a quella fascia di popolazione che si è trovata in una condizione di bisogno a causa delle ripercussioni economiche e sociali date dall'emergenza sanitaria COVID-19. Sono 17 i progetti che si sono aggiudicati le risorse e che sono attualmente in fase di realizzazione.

A dicembre 2021 inoltre, Banco dell'energia Onlus ha lanciato il manifesto “Insieme per contrastare la povertà energetica”, per rendere più diffuse ed efficaci le azioni a sostegno della povertà energetica, coinvolgendo un'ampia rete di firmatari. Ad oggi sono 35 tra cui aziende come A2A, Acea, Acquedotto Pugliese, Comunità Valdostana delle acque, Edison, Fondazione Cdp, Fondazione Fiera Milano, Fondazione Francesca Rava, Hera, Iren, Lenergia, Leroy Merlin, Metropolitana milanese, Next Energy Foundation, Signify, Fondazione Snam, Terna, Wit, associazioni come Adiconsum, Adoc, Aidi, Banco alimentare, Comunità di Sant'Egidio, Croce Rossa italiana, Federconsumatori, Fratello Sole, Lega Consumatori, Legambiente, (Ri)generiamo, Utilitalia e istituti di ricerca come Aisfor, Enea, Fondazione Utilitatis, Oipe, Rse e Ircaf.

Tra gli obiettivi che Banco dell'energia si propone di raggiungere nei prossimi anni c'è la promozione dei progetti territoriali dedicati all'educazione al risparmio energetico e agli aiuti concreti alle famiglie in difficoltà. Proprio in questa direzione va “Energia in periferia”, un'iniziativa promossa per dare supporto alle famiglie vulnerabili dal punto di vista energetico, residenti nelle zone periferiche delle città (50/100 nuclei familiari per progetto) e prevede, oltre che un aiuto diretto alle famiglie coinvolte tramite il pagamento delle utenze, anche un importante percorso di educazione e consapevolezza dell'utilizzo dell'energia attraverso incontri con le famiglie coinvolte, realizzando una rendicontazione analitica del tessuto sociale e fornendo strumenti per ridurre i consumi dei partecipanti alla formazione.

3

Risultati consolidati e andamento della gestione

3.1 Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 30 giugno 2022 è variato rispetto al 31 dicembre 2021 per le seguenti operazioni:

- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. del 100% di Volta Green Energy S.r.l. e del 60% di R2R S.r.l., società operanti nei settori fotovoltaico ed eolico, con conseguente consolidamento integrale di sette società;
- cessione della partecipazione in Seasm S.r.l., precedentemente consolidata integralmente;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. del 100% di 4New S.r.l. e 3 New & Partners S.r.l., società che operano nei settori fotovoltaico ed eolico, con conseguente consolidamento integrale di undici società e consolidamento ad equity di una società. A2A Rinnovabili S.p.A. ha inoltre acquisito direttamente e consolidato ad equity il 49% di Daunia Calvello S.r.l. e il 30% di Daunia Serracapriola S.r.l., società che detengono un portafoglio di parchi eolici in Italia. In trasparenza il Gruppo detiene il 74,5% di Daunia Calvello S.r.l. e il 65% di Daunia Serracapriola S.r.l., tramite la collegata Daunia Wind S.r.l., ma non consolida integralmente le due società in quanto non sussistono i presupposti di controllo come previsto dall'IFRS 10.

Inoltre, i dati economici al 30 giugno 2022 risultano non omogenei rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio per effetto delle seguenti operazioni straordinarie avvenute nel corso del secondo semestre 2021:

- acquisizione da parte di A2A Ambiente S.p.A. e consolidamento integrale del 100% di TecnoA S.r.l., società attiva nel trattamento dei rifiuti speciali.

Si segnala che alcune poste di Conto economico, riferite alla vendita di tre immobili siti in Milano ceduti nel mese di febbraio 2022 e di assets inerenti la distribuzione gas riferiti ad ATEM ritenuti non strategici per il Gruppo, in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5, sono state riclassificate, rispettivamente, alle voci "Risultato da transazioni non ricorrenti" e "Risultato netto da attività non correnti cedute/destinate alla vendita". Di conseguenza i valori al 30 giugno 2021 sono stati riesposti.

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 30 giugno 2022, confrontati con i dati del corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

milioni di euro	01 01 2022	30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021 Restated	Variazioni	Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria
Ricavi	9.788	4.053	5.735		
di cui:					Eventi di rilievo del periodo
- Ricavi di vendita e prestazioni	9.691	3.948	5.743		Eventi di rilievo successivi al 31 giugno 2022
- Altri ricavi operativi	97	105	(8)		Impatti conflitto Russia - Ucraina
Costi operativi	(8.699)	(2.987)	(5.712)		
Costi per il personale	(381)	(378)	(3)		Evoluzione prevedibile della gestione
Margine Operativo Lordo	708	688	20		
Ammortamenti e svalutazioni	(351)	(320)	(31)		
Accantonamenti	(22)	(12)	(10)		
Risultato Operativo Netto	335	356	(21)		
Risultato da transazioni non ricorrenti	157	(1)	158		
Oneri netti di gestione finanziaria	(32)	(29)	(3)		
Quota di risultato di società consolidate ad equity	2	3	(1)		
Risultato al lordo delle imposte	462	329	133		
Oneri per imposte sui redditi	(143)	41	(184)		
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	319	370	(51)		
Risultato netto da attività operative cedute/destinate alla vendita	36	-	36		
Risultato di pertinenza di terzi	(27)	(30)	3		
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	328	340	(12)		

Nel primo semestre del 2022 i **Ricavi** del Gruppo A2A sono risultati pari a 9.788 milioni di euro, in aumento del 141,5% rispetto all'anno precedente. L'incremento è principalmente legato al generalizzato incremento dello scenario energetico ed è riconducibile:

- per circa il 57% ai mercati energetici all'ingrosso in particolare elettricità per l'aumento dei prezzi; il contributo legato alla crescita dei volumi venduti ed intermediati dei mercati è residuale;
- per oltre il 40% ai mercati retail prevalentemente per i maggiori prezzi unitari di elettricità, gas e calore.

Il **Margine Operativo Lordo** si è attestato a 708 milioni di euro, in aumento di 20 milioni di euro rispetto al primo semestre 2021 (+3%).

Al netto delle partite non ricorrenti (+5 milioni di euro nel primo semestre 2022, +4 milioni di euro nel primo semestre 2021), il Margine Operativo Lordo Ordinario è aumentato di 19 milioni di euro (+3%): la significativa contrazione di marginalità registrata nella Business Unit Mercato, infatti, è stata più che compensata dagli ottimi risultati degli altri business, soprattutto Business Unit Generazione e Trading e Business Unit Ambiente.

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

milioni di euro	30 06 2022	30 06 2021	Delta	Delta%
Generazione e Trading	221	150	71	47,3%
Mercato	8	120	(112)	(93,3%)
Ambiente	207	164	43	26,2%
Smart Infrastructures	285	264	21	8,0%
Corporate	(13)	(10)	(3)	30,0%
Totale	708	688	20	2,9%

3 Risultati consolidati e andamento della gestione

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Generazione e Trading è risultato pari a 221 milioni di euro in incremento di 71 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2021 (+47%). Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto pari a -12 milioni di euro nel primo semestre 2022 relativi al Decreto Sostegni e a +2 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2021, il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in aumento di 85 milioni di euro.

La variazione positiva è principalmente riconducibile a:

- risultati straordinari conseguiti sul mercato dei servizi ancillari (“MSD”), grazie alle opportunità emerse a seguito delle richieste di Terna per le criticità della rete che hanno caratterizzato il primo semestre dell’anno in corso;
- remunerazione del capacity market, grazie all’aggiudicazione di capacità produttiva nelle aste indette da Terna per garantire la sicurezza del sistema con risorse sempre disponibili;
- ottima performance del portafoglio di Trading;
- effetti positivi dello scenario sul portafoglio industriale elettrico, anche se notevolmente mitigati rispetto a quelli che l’impennata dei prezzi avrebbe potuto produrre dalle politiche di hedging adottate dal Gruppo;
- contributo degli impianti fotovoltaici ed eolici.

Gli impatti positivi sono stati in parte compensati da:

- minore produzione idroelettrica;
- effetti negativi dello scenario energetico sul portafoglio gas;
- maggiori oneri per canoni idroeletrici riconducibili sia alla quota variabile e all’energia gratuita da corrispondere che alla componente fissa per alcuni impianti.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Mercato del primo semestre 2022 è risultato pari a 8 milioni di euro (120 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (1 milione di euro nel primo semestre 2022, impatto nullo nel corrispondente periodo dell’anno precedente), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in calo di -113 milioni di euro, di cui -116 milioni di euro relativi al comparto retail e +3 milioni di euro relativi al comparto Energy Solution.

La contrazione, concentrata per circa l’80% nel primo trimestre dell’anno, è riconducibile al calo di marginalità unitaria del comparto energy retail sia elettricità sia gas a causa di:

- differente distribuzione temporale della marginalità dei contratti a prezzo fisso rispetto all’anno precedente, a parità di margine contrattuale complessivo, particolarmente penalizzante nel primo trimestre dell’anno e in recupero nel corso dell’esercizio in esame (per i contratti di durata coincidente con l’anno solare) o negli esercizi futuri (per i contratti che prevedono una fornitura anche oltre l’esercizio in corso);
- impatti negativi collegati a consumi dei clienti finali in parte differenti rispetto ai profili contrattualizzati, per effetto di un contesto di prezzi straordinariamente elevati e caratterizzati da forte volatilità;
- oneri di sbilanciamento, anch’essi enfatizzati dal livello dei prezzi dell’energia dell’anno in corso.

I costi operativi sono risultati in incremento rispetto ai primi sei mesi dell’anno precedente in coerenza con la maggiore attività commerciale del periodo.

Tali effetti sono stati in parte compensati dal contributo positivo dello sviluppo commerciale, sia in termini di aumento della base clienti del mercato mass-market e di volumi venduti ai grandi clienti, sia in termini di marginalità unitaria commerciale, che nel periodo in esame ha riportato una dinamica positiva al netto degli impatti sopra descritti.

Nel primo semestre 2022 la Business Unit Ambiente ha registrato ricavi per 714 milioni di euro, in crescita del 16,7% rispetto all’analogo periodo del 2021 (612 milioni di euro al 30 giugno del 2021) prevalentemente per i maggiori ricavi da vendita di energia elettrica e da vendita calore. Hanno inoltre contribuito all’aumento i maggiori ricavi da smaltimento rifiuti e recupero materia e l’apporto delle società acquisite nel corso del 2021.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Ambiente è risultato pari a 207 milioni di euro (164 milioni di euro al 30 giugno 2022) in aumento di 43 milioni di euro rispetto al primo semestre dell’esercizio precedente.

Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (2 milioni di euro nel primo semestre 2022 e +1 milione di euro nel primo semestre 2021), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in aumento di 42 milioni di euro.

Ha contribuito all’ottimo risultato del periodo prevalentemente il comparto del trattamento dei rifiuti urbani (+44 milioni di euro rispetto ai primi sei mesi del 2021), grazie a:

- dinamica molto positiva dei prezzi di cessione di energia elettrica e calore degli impianti di termovalorizzazione per effetto dell’attuale scenario;

- incremento dei prezzi di conferimento dei rifiuti assimilabili agli urbani;
- contributo degli impianti alimentate a biomasse sia per l'apporto incrementale di Agripower consolidata a partire dal mese di aprile 2021 sia per l'effetto dello scenario energetico.

Il comparto del trattamento dei rifiuti industriali ha registrato un incremento di circa 1 milione di euro rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente prevalentemente per le maggiori quantità tratteate.

Ha invece contribuito negativamente al risultato il comparto raccolta rifiuti (-3 milioni di euro) penalizzato principalmente dall'aumento nel periodo in esame del costo del carburante consumato dagli automezzi utilizzati e dalla perdita della concessione nel Comune di Varese.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Smart Infrastructures del primo semestre 2022 è risultato pari a 285 milioni di euro (264 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Al netto delle partite non ricorrenti (+16 milioni di euro nel primo semestre 2022, +4 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'anno precedente), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 269 milioni di euro, in aumento di 9 milioni di euro (+4%) rispetto ai primi sei mesi del 2021. Si segnala che le partite non ricorrenti dell'anno in corso includono 15,3 milioni di euro per partite tarifarie pregresse relative agli anni 2010/2011 del ciclo idrico del Gruppo ACSM/AGAM.

La variazione della marginalità è così distribuita:

- reti di distribuzione elettrica e gas (-16 milioni di euro): diminuzione legata ai minori ricavi ammessi ai fini regolatori a seguito delle deliberazioni dell'Autorità di settore (ARERA) in merito alla remunerazione del capitale, alla perequazione perdite elettricità, ai minori ricavi da contributi di allacciamento e a maggiori costi operativi (principalmente oneri per l'aggiornamento del canone gas relativo all'ATEM Milano 1 e costi energetici);
- teleriscaldamento: +23 milioni di euro, prevalentemente per l'aumento dei margini unitari dovuti all'effetto scenario;
- ciclo idrico: -3 milioni di euro per maggiori costi operativi (rimborsi dispersioni idriche e costi dell'energia elettrica);
- illuminazione pubblica: +5 milioni di euro per l'aggiornamento del canone verso il comune di Milano e maggiori ricavi da TEE (Titoli di Efficienza Energetica).

Gli **"Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni"** sono pari a 373 milioni di euro (332 milioni di euro al 30 giugno 2021), e presentano un incremento di 41 milioni di euro.

Gli "Ammortamenti e svalutazioni" risultano pari a 351 milioni di euro (320 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 109 milioni di euro (95 milioni di euro al 30 giugno 2021). La voce rileva maggiori ammortamenti per 14 milioni di euro relativi per 7 milioni di euro all'implementazione di sistemi informativi, per 3 milioni di euro al servizio idrico integrato ed alla distribuzione e misura gas, per 3 milioni di euro relativi alle nuove customer list delle società Yada Energia ed A2A Energia e per 1 milione di euro per variazione del perimetro di consolidamento.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 17 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2021 e riguardano:

- maggiori ammortamenti per 1 milione di euro derivanti dal consolidamento delle società 3New e 4New acquisite nel corso del primo semestre 2022;
- maggiori ammortamenti per 4 milioni di euro riferiti al consolidamento, a partire dall'esercizio 2021, di Agripower, Octopus e TecnoA;
- maggiori ammortamenti per 1 milione di euro per diritti d'uso;
- maggiori ammortamenti per 1 milione di euro a seguito dei maggiori conferimenti di rifiuti nelle discariche di A2A Ambiente S.p.A.;
- maggiori ammortamenti per 3 milioni di euro relativi al piano disinvestimenti dei pannelli fotovoltaici degli impianti di Sermide e Chivasso;
- maggiori ammortamenti per 1 milione di euro correlati al piano disinvestimenti relativi agli asset dell'impianto di trattamento e deposito Linea 1 Termoutilizzatore di Parona;
- maggiori ammortamenti per 6 milioni di euro riferiti principalmente agli investimenti entrati in produzione successivamente al 30 giugno 2021.

Gli "Accantonamenti per rischi" presentano un effetto netto positivo pari a 24 milioni di euro (effetto netto pari a 2 milioni di euro al 30 giugno 2021) dovuto alle eccedenze per 46 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere ed al rilascio di fondi spese chiusura e post-chiusura su discariche e decommissioning, rettificate dagli accantonamenti del periodo per 22 milioni di euro.

Le eccedenze di fondi rischi ammontano a 46 milioni di euro e si riferiscono per 41 milioni di euro al rilascio di fondi spese chiusura e post-chiusura su discariche e decommissioning per effetto dell'aumento

3 Risultati consolidati e andamento della gestione

dei tassi di attualizzazione, per 3 milioni di euro al rilascio di fondi per contenziosi legali e contenziosi del personale, per 1 milione di euro al rilascio di fondi per sovraccanoni di derivazione idroelettrica e ad altri rilasci per 1 milione di euro.

Gli accantonamenti del periodo, pari a 22 milioni di euro, hanno riguardato per 19 milioni di euro l'accantonamento per canoni di derivazione d'acqua pubblica, per 1 milione di euro accantonamenti a fondi fiscali e per 2 milioni di euro altri accantonamenti per contenziosi in essere.

L'"Accantonamento per rischi su crediti" presenta un valore di 46 milioni di euro (10 milioni di euro al 30 giugno 2021) determinato dall'accantonamento del periodo.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il "**Risultato Operativo Netto**" risulta pari a 335 milioni di euro (356 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Il "**Risultato da transazioni non ricorrenti**" risulta pari a 157 milioni di euro (negativo per 1 milione di euro al 30 giugno 2021) e si riferisce alla plusvalenza derivante dalla cessione di tre immobili siti a Milano avvenuta nel mese di febbraio 2022.

Gli "**Oneri netti della gestione finanziaria**" sono risultati pari a 32 milioni di euro (29 milioni di euro al 30 giugno 2021) e presentano un incremento pari a 3 milioni di euro. Tale aumento è riconducibile, principalmente, a maggiori oneri di attualizzazione, compensati in parte da minori interessi su prestiti obbligazionari riconducibili al rifinanziamento di obbligazioni scadute con emissione di nuovi bond a tassi inferiori.

La "**Quota di risultato di società consolidate ad equity**" risulta pari a 2 milioni di euro (3 milioni di euro al 30 giugno 2021) ed è riconducibile principalmente alla valutazione positiva delle partecipazioni detenute in alcune società collegate.

Gli "**Oneri per imposte sui redditi**" nel periodo in esame sono risultati pari a 143 milioni di euro (-41 milioni di euro al 30 giugno 2021) e rilevano:

- 143 milioni di euro di imposte del periodo;
- 9 milioni di euro di imposte per effetto del D.L. 21/2022 (cd. «Decreto taglia prezzi»);
- rimborso imposte esercizi precedenti per 9 milioni di euro.

Si evidenzia che in occasione della chiusura semestrale 2022 il Gruppo A2A ha ritenuto di stimare le imposte di periodo per tutte le società del Gruppo adottando il criterio del tax rate sulla base della migliore stima dell'aliquota media ponderata del Gruppo attesa per l'intero anno.

Si segnala che il corrispondente periodo del precedente esercizio, in cui la voce per imposte sui redditi era pari a -41 milioni di euro, recepiva il rilascio di imposte differite passive in seguito all'opzione di riallineamento di cui al D.L. 104/2020, esercitata da alcune società del Gruppo, che ha consentito di riallineare le differenze tra maggiori valori civilistici e minori valori fiscali su beni materiali e la conseguente deduzione dei maggiori ammortamenti fiscali a partire dall'esercizio in corso, nonché il rilascio di una parte di imposte anticipate Irap in quanto il Gruppo ha ritenuto non ragionevole la loro recuperabilità; l'impatto del rilascio delle imposte differite/anticipate è risultato pari a 168 milioni di euro mentre l'iscrizione di un'imposta sostitutiva a seguito all'opzione di riallineamento di cui al D.L. 104/2020 è risultata pari a 23 milioni di euro.

Il "**Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita**" risulta pari a 36 milioni di euro (nessun valore al 30 giugno 2021) e si riferisce principalmente alla plusvalenza relativa alla cessione di alcuni assets inerenti la distribuzione gas riferiti ad ATEM ritenuti non strategici per il Gruppo.

Il "**Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo**", dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti pari a 27 milioni di euro, è risultato positivo e pari a 328 milioni di euro (positivo per 340 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Per le variazioni del perimetro di consolidamento al 30 giugno 2022 si rimanda a quanto indicato nella sezione "Situazione economica" della presente Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria.

Prospetto Fonti/Impieghi milioni di euro	30 06 2022	31 12 2021	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	8.713	8.026	687
- Immobilizzazioni materiali	5.769	5.588	181
- Immobilizzazioni immateriali	3.265	3.125	140
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	316	73	243
- Altre attività/passività non correnti (*)	(75)	(93)	18
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	381	424	(43)
- Fondi rischi, oneri e passività per discariche	(703)	(797)	94
- Benefici a dipendenti	(240)	(294)	54
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(158)	(134)	
Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti	369	243	126
Capitale Circolante Netto:	493	601	(108)
- Rimanenze	432	204	228
- Crediti commerciali	3.390	3.291	99
- Debiti commerciali	(3.329)	(2.894)	(435)
Altre attività/passività correnti:	(124)	(358)	(234)
- Altre attività/passività correnti (*)	25	(405)	430
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	(149)	47	(196)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	195	55	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	-	147	(147)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	-	-	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	9.082	8.416	666
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	4.495	4.303	192
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	5.696	4.309	1.387
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(1.109)	(196)	(913)
Totale Posizione finanziaria netta	4.587	4.113	474
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(6)	20	
TOTALE FONTI	9.082	8.416	666

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

Capitale immobilizzato netto

Il "Capitale immobilizzato netto", è pari a 8.713 milioni di euro e risulta in aumento di 687 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021.

Le variazioni intervenute sono di seguito dettagliate:

- le Immobilizzazioni Materiali, presentano una variazione in aumento pari a 181 milioni di euro corrispondente a:
 - investimenti effettuati pari a 304 milioni di euro dovuti agli interventi sugli impianti di trattamento rifiuti e di termovalorizzazione, sulle centrali termoelettriche e idroelettriche e sugli impianti di energia da fonti rinnovabili per 151 milioni di euro, ad interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di distribuzione di energia elettrica, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione, nonché all'installazione dei nuovi contatori elettronici per 93 milioni di euro, allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento per 30 milioni di euro, all'acquisizione di mezzi mobili per la raccolta dei rifiuti e altre attrezzature per 9 milioni di euro, ad investimenti orientati allo sviluppo del piano di efficienza energetica per 5 milioni di euro, ad interventi sulla rete in fibra ottica e di trasporto gas per 3 milioni di euro, per 5 milioni di euro per il piano di Efficientamento con nuove sorgenti luminose a tecnologia a led e per 1 milione di euro ad investimenti sulla rete di ricarica dei veicoli elettrici nonché ad interventi su fabbricati per 7 milioni di euro;
 - primo consolidamento delle società acquisite nel corso dell'esercizio che ha comportato un incremento di 155 milioni di euro;
 - decremento netto per altre variazioni pari a 35 milioni di euro dovuto a decrementi del fondo decommissioning e spese chiusura e post chiusura discariche per 57 milioni di euro, ad incrementi dei diritti d'uso in applicazione del principio contabile IFRS16 per 23 milioni di euro, nonché ad altre variazioni in diminuzione per 1 milione di euro;
 - riduzione di 1 milione di euro a seguito di smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo ammortamento;
 - riduzione di 242 milioni di euro imputabile agli ammortamenti dell'esercizio;
- le Immobilizzazioni Immateriali mostrano una variazione in aumento di 140 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 attribuibile a:
 - investimenti effettuati pari a 159 milioni di euro, dovuti all'implementazione di sistemi informativi per 56 milioni di euro, ad interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di distribuzione gas ed alla sostituzione di tubazioni interrate in media e bassa pressione per 52 milioni di euro; a lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione per 36 milioni di euro; per 12 milioni di euro a costi sostenuti per le nuove acquisizioni e mantenimento del portafoglio clienti e ad altri investimenti residuali per 3 milioni di euro;
 - primo consolidamento delle società acquisite nel corso dell'esercizio che ha comportato un incremento di 108 milioni di euro;
 - decremento netto di 17 milioni di euro per altre variazioni, dovute al decremento dei certificati ambientali del portafoglio industriale per 14 milioni di euro, nonché, alla riclassifica tra le attività destinate alla vendita di alcuni asset inerenti reti di distribuzione gas ritenute non strategiche per il Gruppo per 3 milioni di euro, la cui cessione si è perfezionata nel corso del secondo trimestre;
 - diminuzione di 1 milione di euro a seguito di smobilizzi dell'esercizio al netto del relativo fondo di ammortamento;
 - riduzione di 109 milioni di euro imputabile agli ammortamenti dell'esercizio;
- le Partecipazioni e le Altre Attività Finanziarie non correnti ammontano a 316 milioni di euro, in aumento di 243 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021. La variazione è dovuta principalmente agli effetti dei primi consolidamenti, per 235 milioni di euro, a seguito dell'acquisto del 100% della partecipazione in 3 New & Partner S.r.l. che detiene il 50% della partecipazione in Daunia Wind S.r.l. e per l'acquisto del 74,5% di Daunia Calvello S.r.l. e del 65% di Daunia Serracapriola S.r.l. (di cui il 49% e il 30% direttamente detenuto da A2A Rinnovabili e la restante parte tramite Daunia Wind. Tali società non vengono consolidate integralmente non essendoci i presupposti di controllo previsti dall'IFRS10). Le altre variazioni comprendono l'aumento delle partecipazioni valutate ad equity per 4 milioni di euro, incrementi per 2 milioni di euro per investimenti effettuati in start-up innovative tramite progetti di Corporate Venture Capital e per 1 milione di euro per il versamento a favore del Tribunale di Taranto, in seguito alla richiesta di deposito in apposito conto corrente, delle residue somme sottoposte a sequestro nell'ambito del procedimento in corso nei confronti della controllata Linea Ambiente S.r.l.. L'effetto sulle altre attività finanziarie non correnti derivante dai primi consolidamenti del periodo risulta pari a 1 milione di euro;
- le Altre Attività e Passività non correnti presentano, al netto degli effetti dei primi consolidamenti del periodo pari a 8 milioni di euro, un incremento netto pari a 26 milioni di euro riconducibile a maggiori crediti verso l'erario per agevolazioni fiscali previste dai bonus edilizi scadenti oltre l'esercizio successivo per 13 milioni di euro, maggiori crediti per 12 milioni di euro per il riconoscimento di partite pregresse correlate a ricavi per servizi idrici, nonché altre variazioni in diminuzione nelle attività non correnti per 1 milione di euro;

- le Attività per imposte anticipate ammontano a 381 milioni di euro (424 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e presentano un decremento netto pari a 43 milioni di euro in conseguenza della variazione delle riserve Cash Flow Hedge e delle riserve derivanti dall'applicazione del principio contabile IAS 19, in parte compensata dagli effetti dei primi consolidamenti per 19 milioni di euro;
- i Fondi rischi, oneri e passività per discariche al 30 giugno 2022 ammontano a 703 milioni di euro e presentano un decremento pari a 94 milioni di euro. La movimentazione del periodo è dovuta ad utilizzi per 20 milioni di euro di cui 10 milioni di euro relativi al sostenimento di costi decommissioning e discariche e 10 milioni di euro alla conclusione di alcuni contenziosi; altre variazioni in diminuzione e rilasci per 97 milioni di euro dovuti principalmente all'incremento dei tassi di attualizzazione utilizzati per le stime degli oneri futuri di smantellamento e ripristino. Si evidenziano, inoltre, accantonamenti di periodo per 22 milioni di euro e l'apporto dei primi consolidamenti per 1 milione di euro;
- i Benefici a dipendenti, presentano una variazione in diminuzione per 54 milioni di euro, riferita alle erogazioni del semestre, ai versamenti ai fondi previdenziali ed alle valutazioni attuariali, al netto degli accantonamenti del periodo.

Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti

Il “**Capitale Circolante Netto**”, definito quale somma algebrica fra crediti commerciali, rimanenze finali e debiti commerciali ammonta a 493 milioni di euro, in riduzione di 108 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021. Le poste principali sono di seguito commentate:

- le “Rimanenze” sono pari a 432 milioni di euro (204 milioni di euro al 31 dicembre 2021), al netto del relativo fondo obsolescenza per 23 milioni di euro, in aumento di 228 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021. La variazione in aumento è riconducibile alle maggiori giacenze per combustibili per la produzione di energia elettrica e alle rimanenze di gas per l’attività di vendita e stoccaggio per 195 milioni di euro, in conseguenza dell’incremento dei prezzi di mercato, a maggiori giacenze di carbone presso terzi per 28 milioni di euro, nonché ad un incremento delle rimanenze di materiali per 7 milioni di euro;
- i “Crediti commerciali” risultano pari a 3.390 milioni di euro (3.291 milioni di euro al 31 dicembre 2021), con un incremento pari a 99 milioni di euro, di cui 11 milioni di euro riconducibili ai primi consolidamenti del periodo;
- la variazione dei crediti commerciali è riconducibile principalmente all’incremento delle tariffe per la vendita di energia elettrica e gas avvenuto nel corso del semestre e a sua volta determinato dall’incremento del prezzo delle commodities, e alle rateizzazioni concesse ai clienti di energia elettrica, gas e teleriscaldamento che ha più che compensato la riduzione per effetto della stagionalità;
- il “Fondo rischi su crediti”, calcolato in ottemperanza al principio IFRS 9, è pari a 170 milioni di euro e presenta un incremento netto di 37 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021, dovuto ad accantonamenti netti per 45 milioni di euro e da utilizzi del periodo per 8 milioni di euro;
- i “Debiti commerciali” risultano pari a 3.329 milioni di euro e presentano una variazione in aumento per 435 milioni di euro, di cui 6 milioni di euro riconducibili ai primi consolidamenti del periodo. Tale variazione è da ricondursi principalmente alle dinamiche in aumento dei prezzi di mercato delle commodities;
- le “Altre attività/passività correnti” presentano una variazione netta in diminuzione pari a 234 milioni di euro riconducibile a:
 - incremento netto dei crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per 97 milioni di euro;
 - incremento netto delle attività per strumenti derivati per 235 milioni di euro, in conseguenza della variazione della valutazione a fair value al termine del periodo e delle quantità coperte;
 - incremento dei crediti per depositi cauzionali per 16 milioni di euro;
 - incremento dei crediti per lavori di riqualificazione ed efficientamento energetico presso condomini e terzi, per i quali si beneficerà delle agevolazioni fiscali previste dai bonus edilizi per 23 milioni di euro;
 - decremento dei debiti inerenti incassi anticipati di contratti future sull’energia elettrica e il gas la cui manifestazione economica sarà nel periodo successivo per 102 milioni di euro;
 - incremento dei risconti attivi per 61 milioni di euro;
 - decremento dei debiti verso il personale per 13 milioni di euro;
 - incremento netto dei debiti per imposte correnti per 196 milioni di euro;
 - incremento netto del debito verso l’erario per IVA, accise ed altre imposte indirette per 112 milioni di euro;
 - incremento di altre passività correnti per 5 milioni di euro.

Le “**Attività/Passività destinate alla vendita**” risultano azzerate in conseguenza della vendita dei tre immobili siti in Milano (classificati nella voce in esame al 31 dicembre 2021 per un valore pari a 45 milioni di euro) avvenuta nel mese di febbraio e alla cessione, in data 1° aprile, degli assets riferiti ad ATEM ritenuti non strategici per il Gruppo inerenti alla distribuzione gas (classificati nella voce in esame al 31 dicembre 2021 per un valore netto pari a 102 milioni di euro).

3 Risultati consolidati e andamento della gestione

Il “**Capitale investito**” consolidato al 30 giugno 2022 ammonta a 9.082 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 4.495 milioni di euro e nella Posizione finanziaria netta per 4.587 milioni di euro.

Patrimonio netto

Il “**Patrimonio netto**”, pari a 4.495 milioni di euro, presenta una movimentazione positiva per complessivi 192 milioni di euro.

Alla variazione positiva ha contribuito il risultato del periodo per 355 milioni di euro (328 milioni di euro di competenza del Gruppo e 27 milioni di euro di competenza delle minoranze), da dividendi deliberati per 302 milioni di euro (di cui 283 milioni di euro già distribuiti dalla capogruppo A2A S.p.A.). Si evidenziano, infine, una variazione netta positiva dei derivati Cash flow hedge e delle riserve IAS 19 per complessivi 142 milioni di euro e altre variazioni in diminuzione per 3 milioni di euro.

La “**Posizione Finanziaria Netta di Consolidato**” al 30 giugno 2022 risulta pari a 4.587 milioni di euro (4.113 milioni di euro a fine 2021). Escludendo le variazioni di perimetro intervenute nell’anno, la Posizione Finanziaria Netta si attesta a 4.178 milioni di euro, registrando, dopo investimenti per 463 milioni di euro, dividendi per 283 milioni di euro ed incassi per cessione di immobili per 221 milioni di euro, un assorbimento di cassa pari a 65 milioni di euro.

milioni di euro	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DEL PERIODO	(4.113)	(3.472)
Apporto primi consolidamenti	(146)	(182)
Nuovi contratti IFRS 16	(36)	(3)
Risultato netto	355	370
Imposte di competenza del periodo	143	(41)
Interessi netti di competenza del periodo	32	29
Plusvalenze/minusvalenze del periodo	(191)	-
Ammortamenti	351	323
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	2	2
Accantonamenti netti del periodo	22	12
Risultato da partecipazioni valutate a equity	(2)	(3)
Interessi netti pagati	(34)	(51)
Imposte nette pagate	(12)	(14)
Dividendi pagati	(295)	(258)
Variazione crediti verso clienti	(134)	222
Variazione debiti verso fornitori	429	(111)
Variazione rimanenze	(228)	(15)
Altre variazioni del capitale circolante netto	(250)	43
Flussi finanziari netti da attività operativa	188	508
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(463)	(413)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(465)	(136)
Apporto disponibilità liquide primi consolidamenti	74	27
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	349	5
Dividendi incassati da partecipazioni	-	-
Acquisizione azioni proprie	-	(109)
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(505)	(626)
Free cash flow	(317)	(118)
Altre variazioni	2	22
Variazioni delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	23	8
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DEL PERIODO	(4.587)	(3.745)

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Eventi di rilievo del periodo

Eventi di rilievo successivi al 31 giugno 2022

Impatti conflitto Russia - Ucraina

Evoluzione prevedibile della gestione

3.2 Eventi di rilievo del periodo

A2A e Ardin firmano accordi vincolanti per l'acquisizione di portafogli eolici e fotovoltaici

In data 22 gennaio 2022, A2A e Ardin, società privata di investimenti leader mondiale, hanno sottoscritto un accordo vincolante ai sensi del quale A2A avrebbe acquistato partecipazioni in 3 New & Partners, Daunia Calvello e Daunia Serracapriola, società che compongono un portafoglio di parchi eolici in Italia con una potenza complessiva di 335 MW (195 MW pro quota rispetto alla partecipazione detenuta da Ardin in tale portafoglio), a fronte di un Equity Value di 265 milioni di euro. Le due parti hanno inoltre siglato un secondo accordo vincolante per un ulteriore portafoglio, 4NEW, interamente detenuto da un fondo gestito da Ardin composto da impianti eolici e fotovoltaici per complessivi 157 MW di cui 117 MW localizzati in Italia ed i restanti 40 MW in Spagna: l'acquisizione da parte di A2A prevede un Equity Value di 187 milioni di euro.

In data 7 giugno 2022 si è perfezionata l'acquisizione da parte di A2A dei portafogli eolici e fotovoltaici di Ardin secondo quanto previsto dai contratti sottoscritti ed annunciati il 22 gennaio 2022.

Aggiornamento del piano industriale

In data 27 gennaio 2022, Il Consiglio di Amministrazione di A2A, presieduto da Marco Patuano, ha esaminato e approvato l'aggiornamento del Piano Industriale 2021-2030 che rafforza con ulteriori due miliardi di investimenti, l'impegno verso la decarbonizzazione, in anticipo rispetto agli obiettivi previsti da COP26.

Economia circolare e transizione energetica si confermano i due pilastri del Piano che racchiudono le azioni concrete del Gruppo, a cui contribuiscono tutte le Business Units.

I principali elementi di novità dell'aggiornamento del Piano si inseriscono nel solco degli obiettivi globali di riduzione dell'impronta carbonica. Per favorire l'adozione di questo modello di mobilità sostenibile A2A ha quadruplicato l'installazione di infrastrutture previste rispetto allo scorso Piano: 24 mila punti di ricarica elettrica al 2030 con un focus sulla bassa potenza (fino a 7kW) e sull'alta potenza (oltre 50 kW), per favorire sia una modalità di erogazione lenta (ad. es. durante la notte) sia rapida (simile a quella delle stazioni di rifornimento tradizionali). Per quei segmenti di mobilità la cui evoluzione non è prevista verso l'elettrico, A2A vuole mettere a disposizione soluzioni green quali idrogeno verde e bio-GNL. Il Gruppo ha in programma di sviluppare infatti oltre 60 impianti di biometano di cui almeno 5 con liquefazione per ottenere bio-GNL, mentre per la produzione di idrogeno si potranno sfruttare fonti di energia prodotta continuativamente come quella dei termovalorizzatori, con un modello di business decentralizzato basato su ecosistemi locali al servizio dell'industria e del trasporto pesante.

A2A si aggiudica 5,4 GW nella terza asta del mercato della capacità indetta da Terna

In data 23 febbraio 2022, A2A, nella terza asta del capacity market indetta da Terna per l'anno di consegna 2024, si è aggiudicata 5,4 GW totali di capacità a livello nazionale che, con un mix di soluzioni tecnologiche che include impianti a gas, storage elettrochimici e impianti a fonte rinnovabile (idroelettrico e solare), contribuisce a garantire la flessibilità e la decarbonizzazione del sistema elettrico italiano, in linea con gli obiettivi del Piano Industriale di A2A.

Per la capacità esistente il contratto annuale ha un prezzo di aggiudicazione pari a 33.000 €/MW/anno. La capacità nuova prevede un contratto di 15 anni con un prezzo di aggiudicazione pari a 70.000 €/MW/anno per la capacità già autorizzata, di 48.110 €/MW/anno per quella ancora da autorizzare.

Emessi un nuovo Sustainability-Linked Bond e un nuovo Green Bond

Pur in un contesto complesso, dettato dalla grave crisi scatenata sulle piazze finanziarie dalla guerra in Ucraina, la società ha collocato, in data 9 marzo 2022, un prestito obbligazionario senior unsecured con scadenza marzo 2028.

Per il titolo, che ha un rating atteso di Baa2 da Moody's e BBB da S&P, è stato fissato un ammontare massimo di 500 milioni di euro. Si tratta di un bond sostenibile legato alla capacità installata da fonti rinnovabili. Gli ordini ricevuti hanno raggiunto quota 3,5 miliardi, pari a sette volte l'offerta. I titoli, destinati agli investitori istituzionali, sono stati emessi ad un prezzo del 99,30% del valore nominale ed avranno un rendimento annuo dell'1,622% e una cedola dell'1,5% con uno spread di 100 punti base sul mid-swap.

In data 8 giugno 2022 A2A ha collocato con successo un nuovo Green Bond da 600 milioni di euro con durata 4 anni, con l'obiettivo di finanziare Progetti Green allineati alla Tassonomia EU. Il bond, destinato

agli investitori istituzionali ed emesso a valere sul Programma Euro Medium Term Notes, si basa sul Sustainable Finance Framework di Gruppo, l'insieme di linee guida che rafforzano il legame fra strategia finanziaria e strategia sostenibile.

Il titolo è stato collocato ad un prezzo di emissione pari a 99,580%, avrà un rendimento annuo pari al 2,612% e una cedola del 2,500%, con uno spread di 93 punti base rispetto al tasso di riferimento mid swap.

I proventi netti derivanti dall'emissione andranno a finanziare gli Eligible Green Projects: progetti strategici di economia circolare e transizione energetica legati allo sviluppo delle rinnovabili e al settore ambientale, definiti all'interno del Sustainable Finance Framework di A2A. Il Gruppo ha verificato l'allineamento fra questi progetti green e la Tassonomia Europea - il regolamento UE che elenca le attività economiche che possono essere considerate sostenibili - in particolare quello relativo all'obiettivo "mitigazione dei cambiamenti climatici".

A2A si impegna inoltre ad indicare, nell'ambito del reporting di allocazione dei proventi del Green Bond preparato ai sensi del Sustainable Finance Framework, anche l'ammontare effettivo di investimenti allineati alla Tassonomia Europea che verranno finanziati.

L'emissione ha registrato ordini per oltre 1,7 miliardi di euro, circa 3 volte l'ammontare.

A2A annuncia l'interruzione delle trattative con Ardian sulla creazione della partnership relativa alla generazione e fornitura di energia

A2A e Ardian avevano sottoscritto, in data 8 giugno 2021, un termsheet non vincolante relativo alla creazione di una partnership nei settori della generazione e fornitura di energia in Italia. Il termsheet prevedeva che le parti negoziassero i termini della partnership e dei relativi accordi sino a fine 2021, termine poi prorogato al 31 marzo 2022.

In data 17 marzo 2022, le trattative con Ardian sono state interrotte, anche a causa dell'acuirsi delle tensioni internazionali e delle rilevanti conseguenze sulla volatilità dei mercati energetici in Europa.

Approvati i risultati 2021

In data 17 marzo 2022, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha approvato i progetti di bilancio e la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2021.

Il Margine Operativo Lordo risulta pari a 1.428 milioni di euro, in crescita del 19% rispetto al 2020 (1.200 milioni di euro). L'utile netto risulta pari a 504 milioni di euro (364 milioni di euro al 31 dicembre 2020). Gli investimenti sono in forte crescita a 1.074 milioni di euro, in aumento del 46% rispetto all'esercizio precedente. La Posizione Finanziaria Netta è pari a 4.113 milioni di euro (3.472 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Il Consiglio di Amministrazione ha proposto all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 0,09 euro per azione.

Efficienza energetica: A2A e Assimpredil Ance firmano protocollo d'intesa per incentivare interventi di riqualificazione degli immobili

In data 31 marzo 2022 A2A, attraverso la società controllata A2A Energy Solutions, e Assimpredil Ance, l'Associazione dei Costruttori Edili di Milano, Lodi e Monza Brianza, hanno rinnovato il protocollo d'intesa, che aggiorna quello già sottoscritto nel 2019, per promuovere interventi di efficientamento energetico sugli edifici.

L'obiettivo dell'accordo è promuovere la riqualificazione e l'efficientamento energetico delle abitazioni nella Città Metropolitana di Milano, intervenendo sugli edifici per garantirne un miglior isolamento termico. Oltre ai benefici, in termini di risparmio energetico ed emissioni evitate, tali attività assicurano anche un abbattimento dei costi per il riscaldamento, obiettivo rilevante anche alla luce delle pesanti ripercussioni sui prezzi del gas causate dalle tensioni internazionali in corso.

Perfezionata la vendita di asset non strategici di distribuzione di gas naturale

In data 1° aprile 2022, A2A e ACSM-AGAM, insieme ad altre società dalle stesse controllate, hanno perfezionato il closing della vendita di alcuni asset ritenuti non strategici per i venditori.

Il perimetro di attività oggetto dell'operazione, nel suo complesso per entrambi i Gruppi, comprende circa 157 mila utenti, distribuiti in 8 Regioni d'Italia, facenti parte di 24 ATEM, per circa 2.800 km di rete.

Il valore economico della cessione in termini di Enterprise Value è di 125,4 milioni di euro (di cui Gruppo ACSM-AGAM per 40,6 milioni di euro) a fronte di una RAB totale di 102 milioni di euro (di cui Gruppo ACSM-AGAM 25,5 milioni di euro).

3 Risultati consolidati e andamento della gestione

A2A con EcoVadis per una Supply Chain sostenibile

A2A ha avviato, in data 13 aprile 2022, una collaborazione con EcoVadis - azienda leader in valutazioni di sostenibilità aziendali - per promuovere il miglioramento delle performance di sostenibilità dei propri fornitori.

Tramite questo accordo A2A prosegue il percorso per incrementare una Supply Chain sostenibile e favorire pratiche di responsabilità sociale e ambientale tra le imprese fornitrice, che stimolino il miglioramento delle prestazioni in termini di ESG lungo tutta la catena di fornitura. Questa nuova piattaforma contribuirà anche a promuovere eco-innovazioni all'interno dell'iter di approvvigionamento del Gruppo e a migliorare l'affidabilità delle informazioni.

Per A2A questa partnership è in linea con gli obiettivi ESG integrati nella strategia di Gruppo: nel recente update del Piano Industriale al 2030 sono stati infatti implementati sfidanti traguardi anche nella dimensione sociale e di governance in cui il Gruppo A2A opera.

Assemblea ordinaria di A2A S.p.A.

In data 28 aprile 2022 si è tenuta l'Assemblea ordinaria di A2A S.p.A. che ha approvato il bilancio della società per l'esercizio 2021 e la distribuzione del dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione pari a 0,09 euro ad azione.

L'Assemblea ha inoltre deliberato, in senso favorevole, con voto vincolante, sulla prima sezione della Relazione sulla Remunerazione 2022 e con voto consultivo, non vincolante, sulla seconda sezione della Relazione sulla Remunerazione 2022.

L'Assemblea ha inoltre autorizzato e definito i termini entro quali l'Organo Amministrativo può effettuare operazioni di acquisto e disposizione su azioni proprie.

Valutazioni Rating e Outlook

In data 13 maggio 2022, la società S&P ha confermato il rating di lungo e breve termine di A2A a BBB/A-2 e ha rivisto l'Outlook da "Stable" a "Negative". La revisione dell'Outlook riflette l'attesa di una naturale diluizione nei successivi 18-24 mesi della quota regolata pura nel business mix di A2A.

Ai fini della valutazione, S&P considera come business regolato puro le reti elettriche, reti gas, ciclo idrico, raccolta urbana e gli impianti di trattamento sottoposti a regolazione ARERA. La quota di business regolato, quasi regolato e contrattualizzato resta in ogni caso superiore al 50% dell'Ebitda di Gruppo.

A2A conferma il proprio impegno al mantenimento del rating attuale, se necessario anche rimodulando i futuri piani di investimento, confidando nella propria solida politica finanziaria che ha permesso nel corso degli anni una costante crescita nel rispetto dell'equilibrio economico e patrimoniale del Gruppo, con una forte focalizzazione sulla finanza sostenibile (attualmente la quota di debito sostenibile è pari al 49% del totale).

In data 13 giugno 2022 Standard Ethics, agenzia di rating indipendente che misura la sostenibilità delle imprese, ha alzato il Corporate Rating di A2A a "EE+" dal precedente "EE" con Outlook "Positivo". Con questo giudizio A2A diviene l'azienda italiana con il rating più alto nel settore di riferimento.

Secondo Standard Ethics A2A adotta ormai da tempo una rendicontazione ESG (Environmental, Social e Governance) allineata alle migliori pratiche a livello internazionale. Le tematiche di Sostenibilità sono trattate con continuità attraverso policy aziendali aggiornate alle indicazioni ONU, OCSE e UE e recentemente rafforzate dalla riorganizzazione di alcune funzioni aziendali.

Nuova linea di credito Sustainability-Linked con obiettivi ESG

A2A ha sottoscritto una nuova linea di credito revolving Sustainability-Linked da 410 milioni di euro della durata di 3 anni, collegata al raggiungimento di tre obiettivi in ambito Social e Governance, che il Gruppo ha definito nell'aggiornamento del piano strategico presentato lo scorso gennaio. Il primo obiettivo riguarda il tema della salute e della sicurezza e in particolare la riduzione dell'indice di frequenza infortunistica; il secondo è legato alle politiche di Sustainable Procurement, nello specifico l'aumento della percentuale dell'ordinato a fornitori valutati con indicatore ESG; infine, il terzo target concerne le pari opportunità con la riduzione del gap salariale tra uomini e donne (Gender Pay Gap).

La linea prevede un meccanismo di aggiustamento del margine sia che A2A raggiunga i target prefissati (step down) sia nel caso in cui il Gruppo non raggiunga tali obiettivi di sostenibilità (step up).

Il risparmio dovuto al raggiungimento dei target o la potenziale penalità causata dal non raggiungimento andrà a beneficio delle comunità: l'importo verrà donato al Banco dell'energia Onlus, ente non profit promosso da A2A e dalle Fondazioni AEM, ASM e LGH, nato per supportare coloro che si trovano in situazioni di fragilità economica e sociale, con particolare attenzione alla povertà energetica. Questa donazione non sostituirà ma sarà in aggiunta al tradizionale supporto del Gruppo nei confronti del Banco dell'energia.

3.3 Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2022

A2A e BTS Biogas insieme per lo sviluppo di nuovi impianti per l'economia circolare e la decarbonizzazione

In data 15 luglio 2022, A2A e BTS Biogas, leader tecnologico nella costruzione di impianti biogas e biometano, hanno siglato una lettera d'intenti finalizzata alla definizione di una joint venture con l'obiettivo di realizzare nuovi impianti e riconvertire infrastrutture già esistenti che saranno alimentati da scarti di origine animale e vegetale.

Per A2A l'iniziativa è in linea con il Piano Industriale al 2030, focalizzato su transizione energetica ed economia circolare: il biometano è infatti uno dei fattori chiave per la crescita nel settore delle bioenergie, strategiche per il contributo che il Gruppo A2A vuole fornire allo sviluppo sostenibile e alla decarbonizzazione del Paese.

Sintesi economica,
patrimoniale
e finanziaria

Eventi di rilievo
del periodo

Eventi di rilievo
successivi al 31
giugno 2022

Impatti conflitto
Russia - Ucraina

Evoluzione
prevedibile
della gestione

3.4 Impatti conflitto Russia - Ucraina

Il conflitto in atto fra la Russia e l'Ucraina ha acuito una crisi dei mercati energetici già in atto dal 2021, legata alla ripresa post-pandemia e alla grave scarsità di materie prime, comportando un ulteriore aumento dei prezzi delle commodities energetiche e della loro volatilità. Oltre agli impatti diretti sulla produzione e vendita di energia elettrica e gas, tale aumento dei prezzi ha portato ad un incremento generalizzato dell'inflazione con particolare riferimento ai prezzi dei derivati del petrolio e dei prodotti alimentari, nonché tensioni sui mercati finanziari, sulla solvibilità di alcune controparti e sulla sicurezza dell'infrastruttura informatica per un possibile incremento di cyber-attacchi.

Il valore medio del PUN Base Load nel primo semestre del 2022 evidenzia infatti un incremento del +271,6% rispetto al primo semestre del 2021 portandosi a 249 €/MWh. La dinamica risulta guidata prevalentemente da un rialzo significativo dei costi del gas inasprito appunto dal conflitto. Il PUN a gennaio 2022 si attestava a 225 €/MWh, per raggiungere il massimo di 308 €/MWh a marzo, calare leggermente nei mesi successivi per poi ricrescere nel mese di giugno con un valore pari a 271 €/MWh.

Per quanto concerne le quotazioni del gas, non si arresta il trend crescente del prezzo medio del gas al PSV che, dopo aver toccato il massimo storico a marzo con un valore pari a 127 €/MWh, ed un ripiegamento nei mesi di aprile e maggio, nel mese di giugno risale a 103 €/MWh. Nello specifico, il prezzo medio del gas al PSV per il primo semestre 2022 è stato pari a 98 €/MWh, in aumento del 348,4% rispetto al primo semestre 2021.

Inoltre, le recenti misure governative hanno introdotto dei contributi straordinari sui risultati economici delle società energetiche (es. Sostegni Ter, DL Taglia Prezzi, DL Aiuti) destinandole, in particolare, al finanziamento di interventi a tutela delle imprese nazionali e delle famiglie. Tale contesto è in continua evoluzione, con impatti anche sulla marginalità del Gruppo A2A, e non si escludono ulteriori forme di prelievo nel corso del 2022.

Impatti Economici nelle Business Units

Lo straordinario aumento dei prezzi energetici ha determinato un impatto positivo sulla marginalità dei portafogli industriale e trading della BU Generazione, ha contribuito all'aumento della marginalità della BU Ambiente relativamente alla cessione dell'energia elettrica e del calore degli impianti di termovalorizzazione e della BU Smart Infrastructures nel comparto Calore.

Per contro, la volatilità e l'aumento dei prezzi ha contribuito negativamente alla marginalità della BU Mercato, sia per il settore gas che elettricità e al portafoglio gas della BU Generazione. Oltre a ciò si rilevano impatti indiretti e, sostanzialmente connessi alla potenziale riduzione del PIL e alla crescita dell'inflazione.

Rischi e incertezze legate alle commodities e all'andamento dello scenario

Il Gruppo A2A, nell'ambito dell'attività industriale di generazione di vettori energetici e della loro commercializzazione all'ingrosso, sta gestendo la crescente volatilità del prezzo del gas sia attraverso il monitoraggio dei limiti di esposizione al rischio commodity sia attraverso l'ottimizzazione delle strategie di acquisto e vendita. Il Gruppo persegue una prudente politica di copertura e al 30 giugno l'hedge ratio per i restanti 6 mesi è pari a 81% per le produzioni a prezzo fisso (Rinnovabili e WtE) e 51% per le produzioni termoelettriche CCGT. Si segnala inoltre che il Gruppo, nelle sue attività di approvvigionamento, opera principalmente su piattaforme.

Qualora la situazione nazionale degli approvvigionamenti diventasse critica e venisse dichiarata l'emergenza, livello di crisi più alto previsto, in linea con le procedure di emergenza nazionale, i gestori di rete potrebbero stabilire l'interruzione della fornitura di gas ed energia a specifici soggetti industriali con determinate caratteristiche, rivolgendosi dapprima ai clienti interrompibili. Scatterebbero, inoltre, misure straordinarie, che vanno dall'utilizzo dello stoccaggio strategico a nuove soglie di temperatura. Il razionamento delle forniture avrebbe, però, forti impatti sul sistema, da un lato aggravando la situazione già critica dei rincari dei prezzi dell'energia e dall'altro rischierebbe di far venir meno il contributo della generazione termoelettrica programmabile necessario a soddisfare la domanda nelle ore in cui altre fonti, come quelle rinnovabili, non sono sufficienti a farlo.

A2A si è comunque dotata di spazio di stoccaggio di gas che sta prontamente riempendo (attualmente pari a 435 Mm³, circa il 70% dello spazio) in modo da detenere forme di flessibilità che permettano di ridurre gli impatti di eventuali momenti di stress delle importazioni di gas in Italia e garantire le forniture invernali alle utenze.

Il portafoglio gas A2A al momento risulta bilanciato: vengono acquistati giornalmente sul mercato i volumi di gas utilizzati dalle centrali termoelettriche che non sono già stati acquistati preventivamente effettuando la copertura dello spark spread. Sulla parte rimanente dell'anno si prevede la necessità di

acquistare circa 1.423 Mm³ (con riferimento sia a centrali termoelettriche che a clienti dell'energy retail), senza ipotesi di riduzione forzata dei consumi.

Qualora non ci fosse sufficiente liquidità sul mercato per comprare quotidianamente il gas, si dovrebbe ricorrere al mercato di bilanciamento gestito dal GME e/o in taluni casi, non riuscendo a coprire totalmente il fabbisogno, al mercato dello Sbilanciamento.

Gli effetti attesi di tale situazione sono principalmente di natura finanziaria in quanto determinerebbero un incremento delle garanzie da prestare a Snam e GME.

I contratti stipulati non prevedono la clausola di forza maggiore da parte dei fornitori in caso di interruzione delle forniture russe, ma non si esclude la possibilità che soggetti che si trovino in difficoltà, oggi ritenuti affidabili sia finanziariamente sia in termini di asset, possano non effettuare le consegne previste. In tale evenienza, A2A si troverebbe a comprare ogni giorno sul mercato del bilanciamento maggiori volumi con necessità di porre ulteriore attenzione alle risorse finanziarie necessarie per fronteggiare i pagamenti e la conseguente richiesta di incrementare le relative garanzie.

Il Gruppo ha attivato analisi congiunte con il gestore della rete elettrica per definire possibili modalità di massimizzazione della produzione di energia elettrica da combustibili diversi dal gas naturale.

Impatti sul Capitale Circolante Netto

Con riferimento alla solvibilità di alcune controparti l'aumento del prezzo delle commodities determina - come rilevato nei primi sei mesi del 2022 - l'incremento delle esposizioni creditizie verso i clienti (anche in ipotesi di costanza di volumi): prudenzialmente e in coerenza con tale aumento, il fondo svalutazione crediti è stato adeguato per 45 milioni di euro. Il rischio di credito viene gestito tramite una Credit Policy con l'obiettivo di gestire il rischio controparte mediante verifiche preliminari, richieste di garanzie, deroche nonché gestire termini di pagamento, interessi e piani di rientro.

Al 30 giugno 2022, ad esempio, per A2A Energia si evidenzia un aumento del credito societario del 97% rispetto allo stesso mese del 2021 fortemente condizionato dall'incremento dell'emesso (+92% verso giugno 2021).

Tale maggiore esposizione genera un maggior rischio per effetto sia del possibile default delle controparti maggiormente energivore sia di ritardi nei pagamenti. Si segnala comunque che ad alimentare il credito è soprattutto il credito a scadere (59%), più contenuto l'incremento sul credito scaduto (41%), imputabile anche all'aumento delle richieste di rateizzazioni che per importo hanno raggiunto valori 5 volte superiori a quelli del 2021 e 7 volte superiori al periodo pre-pandemico.

A fine del primo semestre 2022, il credito ancora aperto e oggetto di rateizzazione riguardava per il 91% contratti con forniture attive.

Impatti su Posizione Finanziaria Netta

La Posizione Finanziaria Netta ha risentito degli effetti della crisi dei mercati energetici: l'incremento dei prezzi delle commodities unito alla maggior richiesta di piani di rateizzazione da parte dei clienti ha determinato un maggior assorbimento di cassa. Tale crescita è stata calmierata grazie ad una proattiva gestione dello stesso. Ad oggi non si segnalano peggioramenti significativi legati all'aumento della delinquency di credito.

In particolare, a livello di Gruppo, della variazione complessiva della Posizione Finanziaria Netta, pari a 474 milioni di Euro, circa 269 milioni di euro di assorbimento di cassa è stato giudicato come temporaneo in quanto dovuto essenzialmente a: i) misure governative per 130 milioni di euro (rateizzazioni concesse a clienti delle società di vendita di energia elettrica e gas o del teleriscaldamento) e ii) all'incremento dello scenario di riferimento per 139 milioni di euro.

Con riferimento a possibili tensioni sui mercati finanziari, si segnala che la solida posizione di liquidità del Gruppo, supportata anche da linee di back-up sia committed che uncommitted (al 30 giugno 2022 pari a 2,1 miliardi di euro), sta permettendo di gestire le posizioni sul mercato delle commodities oltre agli incrementi temporanei di circolante dovuti alla crescita dei prezzi ed ai piani di rateizzazione concessi ai clienti. Nel corso del primo semestre, caratterizzato da un contesto di mercato complesso e volatile, A2A ha emesso con successo due prestiti obbligazionari, per un totale di 1,1 miliardi di euro, anticipando così le esigenze di funding dei prossimi mesi. In aggiunta sono state sottoscritte linee di credito bilaterali di medio termine, oltre che una linea di credito revolving di importo pari a 410 milioni di euro con finalità di back-up, il tutto a conferma della capacità del Gruppo di accedere ai mercati dei capitali e bancari.

Altre Informazioni

Con riferimento, all'aumento generalizzato dell'inflazione, il Gruppo A2A sta rilevando incrementi di costo nello svolgimento delle attività operative (ad esempio per il costo delle asfaltature nelle attività di scavo piuttosto che per il costo generalizzato del trasporto dei rifiuti presso gli impianti di destino, il costo dei reagenti nei processi di trattamento dei rifiuti) e difficoltà nel reperimento di alcuni materiali nelle ordinarie tempistiche. Per far fronte a tale situazione, si sta procedendo ove possibile ad adeguamenti

3 Risultati consolidati e andamento della gestione

automatici dei listini, all'aumento delle scorte dei materiali più difficilmente reperibili e all'incremento del portafoglio fornitori. In aggiunta a tali misure il Gruppo A2A, in relazione anche alle maggiori difficoltà nel reperimento dei materiali, ha rivisto la tempistica degli investimenti programmati.

Esposizione a cyber attacchi

In relazione all'elevata allerta per gli attacchi cyber, il Gruppo ha attivato un canale con i vertici della Sicurezza Nazionale per l'interscambio di informazioni, accelerando il programma di messa in sicurezza degli endpoint con strumenti di protezione avanzata dai malware; è stata, altresì, condotta un'analisi delle principali tecniche di attacco hacker ed è stato realizzato un IT Security assessment per determinare il grado di vulnerabilità dei servizi di A2A; l'attività, conclusa nel mese di marzo, ha portato all'elaborazione di un report tecnico di dettaglio e all'individuazione di specifiche azioni di rafforzamento dei livelli di sicurezza IT che sono state prese in carico da Information Technology e A2A Smart City.

Impatti sulla strategia

Per quanto riguarda, infine gli impatti futuri, non si rilevano significative variazioni rispetto alla strategia di crescita delineata dal Piano Strategico 2021-2030 benchè il Gruppo stia monitorando la redditività e la convenienza economica degli investimenti previsti alla luce dei recenti cambiamenti di scenario, confermando il proprio impegno a mantenere il rating attuale.

3.5 Evoluzione prevedibile della gestione

Dopo l'emergenza sanitaria del 2020 e 2021, sia le tensioni geopolitiche seguite al conflitto Russia-Ucraina, sia le recenti notizie in merito alla riduzione dei flussi di gas provenienti dalla Russia e l'eccezionale bassa idraulicità stanno incidendo sul contesto macroeconomico, determinando effetti significativi sullo scenario energetico di riferimento. L'acuirsi e il prolungarsi delle ostilità hanno accentuato la volatilità dei prezzi delle materie prime, soprattutto energetiche, determinando forti spinte inflazionistiche con ricadute sulla spesa di famiglie e imprese. Infine, le azioni del Governo finalizzate a contenere i prezzi per i consumatori finali o offrire sostegni finanziari hanno impattato sulle società operanti nel settore della vendita dell'elettricità e gas.

I risultati economici-finanziari nel primo semestre hanno evidenziato una buona resilienza del Gruppo: Ebitda in crescita grazie alla forte diversificazione dei business e struttura finanziaria solida, nonostante le tensioni generalizzate.

Il Gruppo conferma le attese indicate nelle passate comunicazioni (presentazione del Piano Strategico 2021-2030 del 27 gennaio 2022 e presentazione dei risultati trimestrali del 12 maggio 2022): l'Ebitda è atteso in un range compreso tra 1,40 e 1,45 miliardi di euro, e l'Utile Netto di Gruppo, al netto delle poste non ricorrenti è atteso tra 330 e 370 milioni di euro.

A2A monitora costantemente l'evoluzione degli eventi, il quadro macroeconomico e i relativi impatti sulla marginalità e flussi di cassa e, come fatto in altre situazioni di crisi (ad esempio nel caso della recente pandemia COVID-19), individua possibili azioni di mitigazione finalizzate alla maggior tutela della situazione economica e patrimoniale. In questo senso, sono state ad oggi coperte per i prossimi sei mesi dell'anno circa l'81% delle produzioni a prezzo fisso (Rinnovabili e WTE), e il 51% delle produzioni termoelettriche (CCGT), riducendo quindi i possibili effetti negativi di una caduta dei prezzi.

Il Gruppo inoltre può contare su una solida posizione di liquidità per fronteggiare ulteriore volatilità sul mercato delle commodities oltre agli incrementi temporanei e riassorbibili di circolante dovuti alla crescita prezzi e ai piani di rateizzazioni concessi ai clienti.

4

Prospetti contabili consolidati

4.1 Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ⁽¹⁻²⁾

Attività

milioni di euro	Note	30 06 2022	31 12 2021
ATTIVITÀ NON CORRENTI			
Immobilizzazioni materiali	1	5.769	5.588
Immobilizzazioni immateriali	2	3.265	3.125
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	3	272	33
Altre attività finanziarie non correnti	3	71	64
Attività per imposte anticipate	4	381	424
Altre attività non correnti	5	72	25
Totale attività non correnti		9.830	9.259
ATTIVITÀ CORRENTI			
Rimanenze	6	432	204
Crediti commerciali	7	3.390	3.291
Altre attività correnti	8	7.987	4.051
Attività finanziarie correnti	9	12	9
Attività per imposte correnti	10	29	68
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	1.571	964
Totale attività correnti		13.421	8.587
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	12	-	162
TOTALE ATTIVO		23.251	18.008

(1) Come previsto dalla Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 gli effetti dei rapporti con le parti correlate nel bilancio consolidato sono evidenziati negli appositi prospetti e commentati alla Nota 39.

(2) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 40 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

Patrimonio netto e passività

milioni di euro	Note	30 06 2022	31 12 2021	
PATRIMONIO NETTO				
Capitale sociale	13	1.629	1.629	
(Azioni proprie)		-	-	
Riserve	14	1.990	1.627	
Risultato d'esercizio	15	-	504	
Risultato del periodo	15	328	-	
Patrimonio netto di Gruppo		3.947	3.760	
Interessi di minoranze	16	548	543	
Totale Patrimonio netto		4.495	4.303	
PASSIVITÀ				
Passività non correnti				
Passività finanziarie non correnti	17	5.730	4.322	
Benefici a dipendenti	18	240	294	
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	19	703	797	
Altre passività non correnti	20	140	129	
Totale passività non correnti		6.813	5.542	
Passività correnti				
Debiti commerciali	21	3.329	2.894	
Altre passività correnti	21	7.993	4.487	
Passività finanziarie correnti	22	443	746	
Debiti per imposte	23	178	21	
Totale passività correnti		11.943	8.148	
Totale passività		18.756	13.690	
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA				
	24	-	15	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		23.251	18.008	

Situazione patrimoniale finanziaria consolidata

Conto economico consolidato

Conto economico complessivo consolidato

Rendiconto finanziario consolidato

Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2022

Dettaglio effetto economico consolidamento nuove acquisizioni 2022

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Conto economico consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

4.2 Conto economico consolidato ⁽¹⁻²⁾

milioni di euro	Note	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021 Restated (*)
Ricavi			
Ricavi di vendita e prestazioni		9.691	3.948
Altri ricavi operativi		97	105
Totale ricavi	26	9.788	4.053
Costi operativi			
Costi per materie prime e servizi		8.543	2.843
Altri costi operativi		156	144
Totale costi operativi	27	8.699	2.987
Costi per il personale	28	381	378
Margine operativo lordo	29	708	688
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	30	373	332
Risultato operativo netto	31	335	356
Risultato da transazioni non ricorrenti	32	157	(1)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari		16	10
Oneri finanziari		48	39
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni		2	3
Risultato da cessione di altre partecipazioni		-	-
Totale gestione finanziaria	33	(30)	(26)
Risultato al lordo delle imposte		462	329
Oneri per imposte sui redditi	34	143	(41)
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte		319	370
Risultato netto da attività operative cedute/destinate alla vendita	35	36	-
Risultato netto		355	370
Risultato di pertinenza di terzi	36	(27)	(30)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	37	328	340
Risultato per azione (in euro):			
- di base		0,1049	0,1097
- di base da attività di funzionamento		0,0934	0,1097
- di base da attività destinate alla vendita		0,0115	-
- diluito		0,1049	0,1097
- diluito da attività di funzionamento		0,0934	0,1097
- diluito da attività destinate alla vendita		0,0115	-

(1) Come previsto dalla Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 gli effetti dei rapporti con le parti correlate nel bilancio consolidato sono evidenziati negli appositi prospetti e commentati alla Nota 39.

(2) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 40 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

(*) I valori al 30 giugno 2021 sono stati riesposti per renderli omogenei con i valori al 30 giugno 2022 riconfigurando alla voce "Risultato netto da attività operative cedute/destinate alla vendita" i ricavi, i costi operativi ed ammortamenti riferiti ad assets della distribuzione gas e alla voce "Risultato da transazioni non ricorrenti" gli ammortamenti relativi a fabbricati oggetto di vendita.

4.3 Conto economico complessivo consolidato

milioni di euro

	30 06 2022	30 06 2021
Risultato del periodo (A)	355	370
Utili/(perdite) attuariali su benefici a dipendenti iscritti a Patrimonio netto	40	5
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite) attuariali	(13)	(1)
Totale utili/(perdite) attuariali al netto dell'effetto fiscale (B)	27	4
Parte efficace degli utili/(perdite) sugli strumenti di copertura degli strumenti finanziari ("cash flow hedge")	166	91
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite)	(51)	(27)
Totale Altri utili/(perdite) al netto dell'effetto fiscale delle società consolidate integralmente (C)	115	64
Altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del Patrimonio netto al netto dell'effetto fiscale (D)	-	-
Totale risultato complessivo (A)+(B)+(C)+(D)	497	438
Totale risultato del periodo complessivo attribuibile a:		
- Soci della controllante	470	408
- Interessenze di pertinenza di terzi	(27)	(30)

Con esclusione degli effetti attuariali su benefici a dipendenti iscritti a Patrimonio netto, gli altri effetti sopra esposti verranno rigirati a Conto economico negli esercizi successivi.

Conto economico consolidato

Conto economico complessivo consolidato

Rendiconto finanziario consolidato

Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2022

Dettaglio effetto economico consolidamento nuove acquisizioni 2022

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Conto economico consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

4.4 Rendiconto finanziario consolidato

milioni di euro	30 06 2022	30 06 2021
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DEL PERIODO	964	1.012
Attività operativa		
Risultato netto	355	370
Imposte di competenza del periodo	143	(41)
Interessi netti di competenza del periodo	32	29
Plusvalenze/minusvalenze del periodo	(191)	-
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	242	226
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	109	97
Svalutazioni/smobilizzi immobilizzazioni materiali e immateriali	2	2
Accantonamenti netti del periodo	22	12
Risultato di partecipazioni valutate ad equity	(2)	(3)
Interessi netti pagati	(34)	(51)
Imposte nette pagate	(12)	(14)
Dividendi pagati	(295)	(258)
Variazione crediti verso clienti	(134)	222
Variazione debiti verso fornitori	429	(111)
Variazione rimanenze	(228)	(15)
Altre variazioni del capitale circolante netto	(250)	43
Flussi finanziari netti da attività operativa	188	508
Attività di investimento		
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(304)	(258)
Investimenti in immobilizzazioni immateriali e avviamento	(159)	(155)
Investimenti in partecipazioni e titoli (*)	(465)	(136)
Apporto disponibilità liquide primi consolidamenti	74	27
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	349	5
Acquisto azioni proprie	-	(109)
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(505)	(626)
FREE CASH FLOW	(317)	(118)
Attività di finanziamento		
Variazioni delle attività finanziarie		
Nuovi finanziamenti	-	-
Incasso rimborso finanziamenti	(2)	-
Altre variazioni	(3)	3
Variazione delle attività finanziarie (*)	(5)	3
Variazioni delle passività finanziarie		
Nuovi finanziamenti/bond	1.844	140
Rimborso finanziamenti/bond	(890)	(738)
Rimborso leasing	(8)	0
Altre variazioni	(17)	25
Variazione delle passività finanziarie (*)	929	(573)
Flussi finanziari netti da attività di finanziamento	924	(570)
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE	607	(688)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTE ALLA FINE DEL PERIODO	1.571	324

(*) Al netto dei saldi con contropartita il Patrimonio netto e altre voci della Situazione patrimoniale-finanziaria.

4.5 Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

Movimenti dal 1° gennaio 2021 al 30 giugno 2021 milioni di euro	Capitale sociale	Azioni Proprie	Cash Flow Hedge	Altre Riserve e utili a nuovo	Risultato del periodo di Gruppo	Totale Patrimonio netto di Gruppo	Interessi di minoranze	Totale Patrimonio netto
Patrimonio netto al 31.12.2020	1.629	(54)	(6)	1.604	364	3.537	579	4.116
Destinazione del risultato 2020				364	(364)	-	-	-
Dividendi distribuiti				(248)		(248)	(10)	(258)
Acquisto azioni proprie		(109)				(109)		(109)
Riserva IAS 19 (*)				4		4		4
Riserve Cash Flow Hedge (*)			64			64		64
Altre variazioni				(3)		(3)	(5)	(8)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi					340	340	30	370
Patrimonio netto al 30.06.2021	1.629	(163)	58	1.721	340	3.585	594	4.179
(*) Concorrono alla formazione del Conto economico complessivo.								
Movimenti dal 1° luglio 2021 al 31 dicembre 2021 milioni di euro	Capitale sociale	Azioni Proprie	Cash Flow Hedge	Altre Riserve e utili a nuovo	Risultato del periodo di Gruppo	Totale Patrimonio netto di Gruppo	Interessi di minoranze	Totale Patrimonio netto
Patrimonio netto al 30.06.2021	1.629	(163)	58	1.721	340	3.585	594	4.179
Dividendi distribuiti						-	(5)	(5)
Riserva IAS 19 (*)				(31)		(31)		(31)
Riserve Cash Flow Hedge (*)			(30)			(30)		(30)
Altre variazioni		163		(91)		72	(62)	10
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi					164	164	16	180
Patrimonio netto al 31.12.2021	1.629	-	28	1.599	504	3.760	543	4.303
(*) Concorrono alla formazione del Conto economico complessivo.								
Movimenti dal 1° gennaio 2022 al 30 giugno 2022 milioni di euro	Capitale sociale	Azioni Proprie	Cash Flow Hedge	Altre Riserve e utili a nuovo	Risultato del periodo di Gruppo	Totale Patrimonio netto di Gruppo	Interessi di minoranze	Totale Patrimonio netto
Patrimonio netto al 31.12.2021	1.629	-	28	1.599	504	3.760	543	4.303
Destinazione del risultato 2021				504	(504)	-	-	-
Dividendi distribuiti				(283)		(283)	(19)	(302)
Riserva IAS 19 (*)				27		27		27
Riserve Cash Flow Hedge (*)			115			115		115
Altre variazioni						-	(3)	(3)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi					328	328	27	355
Patrimonio netto al 30.06.2022	1.629	-	143	1.847	328	3.947	548	4.495
(*) Concorrono alla formazione del Conto economico complessivo.								

Situazione patrimoniale finanziaria consolidata

Conto economico consolidato

Conto economico complessivo consolidato

Rendiconto finanziario consolidato

Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2022

Dettaglio effetto economico consolidamento nuove acquisizioni 2022

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Conto economico consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

4.6 Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2022 (NO GAAP MEASURES)

milioni di euro	Note	Consolidato al 31 12 2021
ATTIVITÀ		
ATTIVITÀ NON CORRENTI		
Immobilizzazioni materiali	1	5.588
Immobilizzazioni immateriali	2	3.125
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	3	33
Altre attività finanziarie non correnti	3	64
Attività per imposte anticipate	4	424
Altre attività non correnti	5	25
TOTALE ATTIVITÀ NON CORRENTI		9.259
ATTIVITÀ CORRENTI		
Rimanenze	6	204
Crediti commerciali	7	3.291
Altre attività correnti	8	4.051
Attività finanziarie correnti	9	9
Attività per imposte correnti	10	68
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	964
TOTALE ATTIVITÀ CORRENTI		8.587
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	12	162
TOTALE ATTIVO		18.008
PASSIVITÀ		
PASSIVITÀ NON CORRENTI		
Passività finanziarie non correnti	17	4.322
Passività per imposte differite		-
Benefici a dipendenti	18	294
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	19	797
Altre passività non correnti	20	129
TOTALE PASSIVITÀ NON CORRENTI		5.542
PASSIVITÀ CORRENTI		
Debiti commerciali	21	2.894
Altre passività correnti	21	4.487
Passività finanziarie correnti	22	746
Debiti per imposte	23	21
TOTALE PASSIVITÀ CORRENTI		8.148
TOTALE PASSIVITÀ		13.690
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	24	15
PASSIVITÀ		13.705

Gruppo A2A Rinnovabili	Totale effetto primo consolidamento acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Consolidato al 30 06 2022
155	155	26	5.769
108	108	32	3.265
235	235	4	272
1	1	31	96
22	22	(65)	381
4	4	18	47
525	525	46	9.830
-	-	228	432
11	11	75	3.377
17	17	3.932	8.000
-	-	3	12
5	5	(44)	29
74	74	533	1.571
107	107	4.727	13.421
-	-	(162)	-
632	632	4.611	23.251
127	127	1.281	5.730
3	3	(3)	-
-	-	(54)	240
1	1	(95)	703
9	9	2	140
140	140	1.131	6.813
6	6	429	3.329
21	21	3.485	7.993
23	23	(326)	443
5	5	152	178
55	55	3.740	11.943
195	195	4.871	18.756
-	-	(15)	-
195	195	4.856	18.756

4.7 Dettaglio effetto economico consolidamento nuove acquisizioni 2022 (NO GAAP MEASURES)

milioni di euro

Note

Gruppo A2A
Rinnovabili

RICAVI		
Ricavi di vendita e prestazioni	6	
Altri ricavi operativi	1	
TOTALE RICAVI	26	7
COSTI OPERATIVI		
Costi per materie prime e servizi	2	
Altri costi operativi	1	
TOTALE COSTI OPERATIVI	27	3
COSTI PER IL PERSONALE	28	1
MARGINE OPERATIVO LORDO	29	3
AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI	30	1
RISULTATO OPERATIVO NETTO	31	2
RISULTATO DA TRANSAZIONI NON RICORRENTI	32	-
GESTIONE FINANZIARIA		
Proventi finanziari	2	
Oneri finanziari	2	
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	-	
Risultato da cessione di altre partecipazioni (AFS)	-	
TOTALE GESTIONE FINANZIARIA	33	-
RISULTATO AL LORDO DELLE IMPOSTE	2	
ONERI PER IMPOSTE SUI REDDITI	34	1
RISULTATO DI ATTIVITÀ OPERATIVE IN ESERCIZIO AL NETTO DELLE IMPOSTE	1	
RISULTATO NETTO DA ATTIVITÀ OPERATIVE CEDUTE/DESTINATE ALLA VENDITA	35	-
RISULTATO NETTO	1	
RISULTATO DI PERTINENZA DI TERZI	36	-
RISULTATO DEL PERIODO DI PERTINENZA DEL GRUPPO	37	1

Totale effetto consolidamento nuove acquisizioni 2022	Vecchio perimetro 30 06 2022	Consolidato al 30 06 2022	Consolidato al 30 06 2021 Restated
6	9.685	9.691	3.948
1	96	97	105
7	9.781	9.788	4.053
2	8.541	8.543	2.843
1	155	156	144
3	8.696	8.699	2.987
1	380	381	378
3	705	708	688
1	372	373	332
2	333	335	356
-	157	157	(1)
2	14	16	10
2	46	48	39
-	2	2	3
-	-	-	-
-	(30)	(30)	(26)
2	460	462	329
1	142	143	(41)
1	318	319	370
-	36	36	-
1	354	355	370
-	(27)	(27)	(30)
1	327	328	340

4.8 Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

Attività

milioni di euro	30 06 2022	di cui Parti Correlate (nota n. 39)	31 12 2021	di cui Parti Correlate (nota n. 39)
ATTIVITÀ NON CORRENTI				
Immobilizzazioni materiali	5.769		5.588	
Immobilizzazioni immateriali	3.265		3.125	
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	272	268	33	33
Altre attività finanziarie non correnti	71	16	64	14
Attività per imposte anticipate	381		424	
Altre attività non correnti	72		25	
Totale attività non correnti	9.830		9.259	
ATTIVITÀ CORRENTI				
Rimanenze	432		204	
Crediti commerciali	3.390	116	3.291	142
Altre attività correnti	7.987	13	4.051	1
Attività finanziarie correnti	12	1	9	1
Attività per imposte correnti	29		68	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.571		964	
Totale attività correnti	13.421		8.587	
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA				
	-		162	
TOTALE ATTIVO	23.251		18.008	

Patrimonio netto e passività

milioni di euro	30 06 2022	di cui Parti Correlate (nota n. 39)	31 12 2021	di cui Parti Correlate (nota n. 39)
PATRIMONIO NETTO				
Capitale sociale	1.629		1.629	
(Azioni proprie)	-		-	
Riserve	1.990		1.627	
Risultato d'esercizio	-		504	
Risultato del periodo	328		-	
Patrimonio netto di Gruppo	3.947		3.760	
Interessi di minoranze	548		543	
Totale Patrimonio netto	4.495		4.303	
PASSIVITÀ				
Passività non correnti				
Passività finanziarie non correnti	5.730		4.322	
Benefici a dipendenti	240		294	
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	703		797	
Altre passività non correnti	140		129	
Totale passività non correnti	6.813		5.542	
Passività correnti				
Debiti commerciali	3.329	48	2.894	76
Altre passività correnti	7.993	5	4.487	7
Passività finanziarie correnti	443		746	
Debiti per imposte	178		21	
Totale passività correnti	11.943		8.148	
Totale passività	18.756		13.690	
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA				
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	23.251		18.008	

4.9 Conto economico consolidato ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

milioni di euro	01 01 2022 30 06 2022	di cui Parti Correlate (nota n. 39)	01 01 2021 30 06 2021 Restated	di cui Parti Correlate (nota n. 39)
Ricavi				
Ricavi di vendita e prestazioni	9.691	277	3.948	232
Altri ricavi operativi	97		105	
Totale ricavi	9.788		4.053	
Costi operativi				
Costi per materie prime e servizi	8.543	10	2.843	6
Altri costi operativi	156	34	144	36
Totale costi operativi	8.699		2.987	
Costi per il personale	381	1	378	1
Margine operativo lordo	708		688	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	373		332	
Risultato operativo netto	335		356	
Risultato da transazioni non ricorrenti	157		(1)	
Gestione finanziaria				
Proventi finanziari	16	5	10	3
Oneri finanziari	48		39	
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	2	2	3	3
Risultato da cessione di altre partecipazioni	-		-	
Totale gestione finanziaria	(30)		(26)	
Risultato al lordo delle imposte	462		329	
Oneri per imposte sui redditi	143		(41)	
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	319		370	
Risultato netto da attività operative cedute/ destinate alla vendita	36		-	
Risultato netto	355		370	
Risultato di pertinenza di terzi	(27)		(30)	
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	328		340	

5

Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

5.1 Informazioni di carattere generale

A2A S.p.A. è una società con personalità giuridica organizzata secondo l'ordinamento della Repubblica Italiana che opera, anche attraverso le sue controllate (“Gruppo”), sia sul territorio nazionale che estero.

Il Gruppo A2A è principalmente impegnato nei settori:

- della produzione, vendita e distribuzione di energia elettrica anche da fonti rinnovabili;
- della vendita e distribuzione del gas;
- della produzione, distribuzione e vendita di calore tramite reti di teleriscaldamento;
- della gestione dei rifiuti (dalla raccolta e spazzamento allo smaltimento) e nella realizzazione, gestione e messa a disposizione ad altri operatori di impianti e sistemi integrati per lo smaltimento dei rifiuti;
- della gestione del ciclo idrico integrato;
- della consulenza tecnica relativa ai titoli di efficienza energetica.

La forma e il contenuto della Relazione finanziaria semestrale è conforme all'informativa prevista dallo IAS 34 - Bilanci intermedi per il bilancio semestrale in forma abbreviata. Pertanto, non comprende tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021. La sua finalità, infatti, è quella di fornire un aggiornamento rispetto all'ultimo bilancio consolidato annuale, concentrandosi sulle nuove attività, fatti e circostanze verificatesi nel periodo intercorrente tra il 31 dicembre 2021 e il 30 giugno 2022 e fornendo una spiegazione delle operazioni e dei fatti rilevanti per la comprensione delle variazioni nella situazione patrimoniale-finanziaria e nel risultato di periodo.

5.2 Relazione finanziaria semestrale

La Relazione finanziaria semestrale (di seguito “**Semestrale**”) al 30 giugno 2022 del Gruppo A2A è presentata in milioni di euro; tale valuta è anche la moneta funzionale delle economie in cui il Gruppo opera.

La Semestrale del Gruppo A2A al 30 giugno 2022 è stata redatta:

- in osservanza del Decreto Legislativo 58/1998 (art. 154-ter) e successive modifiche, nonché del Regolamento emittenti emanato dalla Consob;
- in conformità ai Principi Contabili Internazionali International Financial Reporting Standards (IFRS) emessi dall’International Accounting Standard Board (IASB) e omologati dall’Unione Europea. Per IFRS si intendono anche tutti i principi contabili internazionali rivisti (IAS) e tutte le interpretazioni dell’International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC), precedentemente denominate Standing Interpretations Committee (SIC).

Nella predisposizione della Semestrale sono stati applicati gli stessi principi utilizzati per la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2021, fatta eccezione per le interpretazioni adottate per la prima volta a partire dal 1° gennaio 2022 e illustrati dettagliatamente nel successivo paragrafo “Variazioni di principi contabili internazionali”.

Nel presente fascicolo 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, per il dettaglio di tali indicatori si rimanda allo specifico paragrafo “Indicatori Alternativi di Performance (AIP)”.

La presente Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2022 è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione il 29 luglio 2022, che ne ha autorizzato la pubblicazione ed è assoggettata a revisione contabile limitata da parte di EY S.p.A. in base all’incarico conferito con delibera dell’Assemblea dell’11 giugno 2015 per il novennio 2016-2024.

**Informazioni di
carattere generale**

**Relazione finanziaria
semestrale**

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di
principi contabili
internazionali

Area di
consolidamento

Criteri e procedure
di consolidamento

Stagionalità
dell’attività

Sintesi dei
risultati per
settore di attività

Note illustrateve
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

Indebitamento
finanziario netto

Note illustrateve
alle voci di Conto
economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti
con le parti
correlate

Comunicazione
Consob
n. DEM/6064293
del 28 luglio 2006

Garanzie ed
impegni con terzi

Altre informazioni

5.3 Schemi di bilancio

Con riferimento alla Situazione patrimoniale-finanziaria è stata adottata la forma di presentazione che prevede la distinzione delle attività e passività tra correnti e non correnti, secondo quanto richiesto dal paragrafo 60 e seguenti dello "IAS 1".

Il "Conto economico" è scalare con le singole poste analizzate per natura, forma ritenuta più rappresentativa rispetto alla cosiddetta presentazione per destinazione di spesa. La forma scelta è infatti conforme con le modalità di presentazione dei maggiori competitors ed è in linea con la prassi internazionale.

Ai fini di identificare in modo più chiaro e immediato i risultati derivanti da transazioni non ricorrenti riferibili alle attività operative in esercizio, distinguendoli dai risultati da attività operative cessate, nello schema di Conto economico sono presenti le voci specifiche "Risultato da transazioni non ricorrenti" e "Risultato da cessione altre partecipazioni". In particolare, si segnala che la voce "Risultato da transazioni non ricorrenti" è destinata ad accogliere i risultati da cessione di partecipazioni in società controllate e collegate e altri oneri/proventi non operativi. Tale voce è posizionata tra il Risultato operativo netto e la Gestione finanziaria. In tal modo il Risultato operativo netto non viene inquinato da operazioni non ricorrenti, consentendo una migliore misurabilità dell'andamento della normale gestione operativa.

Il Rendiconto finanziario è predisposto utilizzando il metodo indiretto, come consentito dallo "IAS 7" ed accoglie le modifiche informative introdotte dall'integrazione allo "IAS 7" omologate in data 9 novembre 2017.

Il Prospetto dei movimenti di Patrimonio netto è stato predisposto secondo le disposizioni dello "IAS 1".

Si precisa che gli schemi di bilancio presentati sono gli stessi adottati nella predisposizione della Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2021.

5.4 Criteri di redazione

La Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2022 è stata redatta in base al principio del costo storico, con l'eccezione delle voci che secondo gli IFRS devono o possono essere valutate al fair value.

I principi di consolidamento, i principi contabili, i criteri e le stime di valutazione adottati nella redazione della Semestrale sono omogenei con quelli utilizzati in sede di predisposizione della Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2021, fatto salvo quanto di seguito specificato relativamente ai principi di nuova emanazione.

*Informazioni di
carattere generale*

*Relazione finanziaria
semestrale*

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

*Variazioni di
principi contabili
internazionali*

*Area di
consolidamento*

*Criteri e procedure
di consolidamento*

*Stagionalità
dell'attività*

*Sintesi dei
risultati per
settore di attività*

*Note illustrateive
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria*

*Indebitamento
finanziario netto*

*Note illustrateive
alle voci di Conto
economico*

Risultato per azione

*Nota sui rapporti
con le parti
correlate*

*Comunicazione
Consob
n. DEM/6064293
del 28 luglio 2006*

*Garanzie ed
impegni con terzi*

Altre informazioni

5.5 Variazioni di principi contabili internazionali

Ai sensi dello "IAS 8", nel successivo paragrafo "Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili dalla società dal presente esercizio" sono indicati e brevemente illustrati gli emendamenti in vigore dal 1° gennaio 2022.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili nel presente esercizio

A decorrere dal 1° gennaio 2022 risultano applicabili al Gruppo le seguenti integrazioni a specifici paragrafi dei principi contabili internazionali già adottati dalle società del Gruppo nei precedenti esercizi:

- IFRS 3 "Business Combination": emessa dallo IASB in data 14 maggio 2020 ed omologata in data 2 luglio 2021, l'integrazione introduce un'eccezione al principio per evitare il rischio di potenziali perdite od utili "del giorno dopo" derivanti da passività e passività potenziali che ricadrebbero nello scopo dello IAS 37 o IFRIC 21, se contratte separatamente. L'integrazione non ha prodotto alcun impatto sulla Situazione economico-finanziaria del Gruppo;
- IAS 16 "Immobilizzazioni materiali": emessa dallo IASB in data 14 maggio 2020 ed omologata in data 2 luglio 2021, l'integrazione proibisce di dedurre dal costo di iscrizione di un'immobilizzazione, ogni ricavo derivante dalla vendita conseguita durante l'approntamento dell'immobilizzazione stessa. Tali ricavi devono essere contabilizzati nel Conto economico. L'integrazione non ha prodotto alcun impatto sulla Situazione economico-finanziaria del Gruppo;
- IAS 37 "Accantonamenti, passività e passività potenziali": emessa dallo IASB in data 14 maggio 2020 ed omologata in data 2 luglio 2021, l'integrazione specifica meglio quali costi devono essere considerati nella definizione di un contratto oneroso. Si escludono le spese generali ed amministrative a meno che non siano esplicitamente incluse nel contratto. L'integrazione non ha prodotto alcun impatto sulla Situazione economico-finanziaria del Gruppo;
- IFRS 1 "Prima adozione degli International Financial Reporting Standard": emessa dallo IASB in data 14 maggio 2020 ed omologata in data 2 luglio 2021, tale modifica permette ad una controllata che sceglie di applicare il paragrafo D16(a) dell'IFRS 1 di contabilizzare le differenze di traduzione cumulate sulla base degli importi contabilizzati dalla controllante, considerando la data di transizione agli IFRS da parte della controllante. Questa modifica si applica anche alle società collegate o joint venture che scelgono di applicare il paragrafo D16(a) dell'IFRS 1. L'integrazione non ha prodotto alcun impatto sulla Situazione economico-finanziaria del Gruppo in quanto lo stesso non è un first time adopter;
- IFRS 9 "Strumenti finanziari": emessa dallo IASB in data 14 maggio 2020 ed omologata in data 2 luglio 2021, tale modifica chiarisce quali sono le fees che una entità include nel determinare se i termini e le condizioni di una nuova o modificata passività finanziaria siano sostanzialmente differenti rispetto alle condizioni della passività finanziaria originaria. Queste fees includono solo quelle pagate o percepite tra il debitore ed il finanziatore, incluse le fees pagate o percepite dal debitore o dal finanziatore per conto di altri. Non è stata proposta una simile modifica per quanto riguarda lo IAS 39 Financial Instruments: Recognition and Measurement. L'integrazione non ha prodotto alcun impatto sulla Situazione economico-finanziaria del Gruppo;
- IAS 41 "Agricoltura": emessa dallo IASB in data 14 maggio 2020 ed omologata in data 2 luglio 2021, tale modifica rimuove i requisiti nel paragrafo 22 dello IAS 41 riferito all'esclusione dei flussi di cassa per le imposte quando viene valutato il fair value di una attività che rientra nell'ambito di applicazione dello IAS 41. L'integrazione non ha prodotto alcun impatto sulla Situazione economico-finanziaria del Gruppo in quanto lo stesso non possiede attività rientranti nell'ambito di applicazione dello IAS 41 alla data di bilancio.

5.6 Area di consolidamento

La Semestrale del Gruppo A2A al 30 giugno 2022 include i dati della capogruppo A2A S.p.A. e quelli delle società controllate sulle quali A2A S.p.A. esercita direttamente o indirettamente il controllo. Sono altresì consolidate, con il metodo del Patrimonio netto, le società sulle quali la capogruppo esercita il controllo congiuntamente con altri soci (joint ventures) e quelle sulle quali esercita un'influenza notevole.

Si segnalano le seguenti variazioni al perimetro di consolidamento del Gruppo A2A:

- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. del 100% di Volta Green Energy S.r.l. e del 60% di R2R S.r.l. società operanti nei settori fotovoltaico ed eolico, con conseguente consolidamento integrale di sette società;
- cessione della partecipazione in Seasm S.r.l., precedentemente consolidata integralmente;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. del 100% di 4New S.r.l. e 3 New & Partners S.r.l., società che operano nei settori fotovoltaico ed eolico, con conseguente consolidamento integrale di undici società e consolidamento ad equity di una società. A2A Rinnovabili S.p.A. ha inoltre acquisito direttamente e consolidato ad equity il 49% di Daunia Calvello S.r.l. e il 30% di Daunia Serracapriola S.r.l., società che detengono un portafoglio di parchi eolici in Italia. In trasparenza il Gruppo detiene il 74,5% di Daunia Calvello S.r.l. e il 65% di Daunia Serracapriola S.r.l., tramite la collegata Daunia Wind S.r.l., ma non consolida integralmente le due società in quanto non sussistono i presupposti di controllo come previsto dall'IFRS 10.

*Informazioni di
carattere generale*

*Relazione finanziaria
semestrale*

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

**Variazioni di
principi contabili
internazionali**

**Area di
consolidamento**

*Criteri e procedure
di consolidamento*

*Stagionalità
dell'attività*

*Sintesi dei
risultati per
settore di attività*

*Note illustrateve
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria*

*Indebitamento
finanziario netto*

*Note illustrateve
alle voci di Conto
economico*

Risultato per azione

*Nota sui rapporti
con le parti
correlate*

*Comunicazione
Consob
n. DEM/6064293
del 28 luglio 2006*

*Garanzie ed
impegni con terzi*

Altre informazioni

5.7 Criteri e procedure di consolidamento

Criteri di consolidamento

Società controllate

Sono controllate le società in cui la capogruppo A2A S.p.A. esercita il controllo, anche in virtù di patti parasociali, e quelle in cui ha il potere, così come definito dall'IFRS 10, di determinare direttamente o indirettamente le politiche finanziarie ed operative al fine di ottenere benefici dalle loro attività. Le imprese controllate vengono consolidate a partire dalla data in cui il controllo è stato effettivamente acquisito dal Gruppo e cessano di essere consolidate integralmente dalla data in cui il controllo viene ceduto a società esterne al Gruppo.

Società collegate, joint ventures e Attività a controllo congiunto

Le partecipazioni in società collegate, nelle quali cioè il Gruppo A2A detiene una partecipazione rilevante ed è in grado di esercitare un'influenza notevole, sono valutate con il metodo del Patrimonio netto. Gli utili o le perdite di competenza del Gruppo sono riconosciuti nel bilancio dalla data in cui ha avuto inizio l'influenza notevole o il controllo congiunto sulla società.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza del Gruppo ecceda il valore di carico della partecipazione, quest'ultimo è annullato e l'eventuale eccedenza è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui il Gruppo abbia obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata a coprire le sue perdite o, comunque, ad effettuare pagamenti per suo conto.

L'adozione del principio IFRS 11 da parte del Gruppo richiede una nuova classificazione delle partecipazioni in imprese a controllo congiunto tra partecipazioni in joint ventures (se il Gruppo vanta diritti sulle attività nette dell'accordo) e "Attività a controllo congiunto" (se il Gruppo ha diritti sulle attività e obblighi sulle passività relative all'accordo).

Diritti di voto potenziali

Qualora il Gruppo A2A detenga delle opzioni di acquisto (Call) su azioni o strumenti rappresentativi di capitale (Warrant) che sono convertibili in azioni ordinarie, o altri strumenti simili che hanno la potenzialità, se esercitati o convertiti, di dare al Gruppo diritti di voto o ridurre i diritti di voto di terzi ("diritti di voto potenziali"), tali diritti di voto potenziali sono presi in considerazione al fine di valutare se il Gruppo abbia il potere o meno di governare o influenzare le politiche finanziarie e gestionali di un'altra società.

Trattamento delle opzioni put su azioni di imprese controllate

A livello generale lo IAS 32, paragrafo 23, stabilisce che un contratto che contiene un'obbligazione per un'entità di acquisire azioni per cassa o a fronte di altre attività finanziarie, dia luogo a una passività finanziaria per il valore attuale del prezzo di esercizio dell'opzione.

Pertanto, qualora l'entità non abbia il diritto incondizionato a evitare la consegna di cassa o di altri strumenti finanziari al momento dell'eventuale esercizio di una opzione put su azioni d'imprese controllate, si deve procedere all'iscrizione del debito.

In assenza di specifiche indicazioni da parte dei principi contabili di riferimento, il Gruppo A2A: (i) considera già acquisite dal Gruppo le azioni oggetto di opzioni put, anche nei casi in cui restino in capo ai soci terzi i rischi e i benefici connessi alla proprietà delle azioni e continuino a rimanere esposti al rischio di equity; (ii) iscrive in contropartita delle riserve di Patrimonio netto il debito derivante dal sorgere dell'obbligazione e le eventuali successive variazioni dello stesso non dipendenti dal semplice trascorrere del tempo (unwinding dell'attualizzazione del prezzo d'esercizio); (iii) imputa queste ultime a Conto economico.

Effetti sulle procedure di consolidamento di alcuni contratti aventi ad oggetto azioni/quote di società del Gruppo

a) Earn-in/out sul prezzo di acquisto di A2A Recycling S.r.l. (ex Gruppo RI.ECO – RESMAL)

Gli accordi contrattuali che regolano l'acquisizione di A2A Recycling S.r.l. (Ex Gruppo RI.ECO – RESMAL) prevedono, tra l'altro, una clausola di earn-in in favore di A2A Ambiente S.p.A., legata sia ad un eventuale mancato rinnovo della concessione dell'impianto di Cernusco per cause non imputabili ad A2A Ambiente S.p.A., sia ad eventuali esborsi ed oneri sostenuti per l'ottenimento del rinnovo della concessione stessa. Tale clausola avrà un eventuale effetto a decorrere dal terzo anno e, non oltre, il quinto anno dal closing dell'operazione.

Il Gruppo conformemente al disposto dai paragrafi 65B, 65C e 65D dell'IFRS 3 ha considerato la somma pagata a titolo di earn-in quale valore della partecipazione in quanto alla data di acquisizione tali rettifiche non sono ritenute probabili ed attendibilmente determinate.

b) *Earn-out sull'acquisto delle partecipazioni effettuato da A2A Rinnovabili S.p.A.*

Con riferimento alle acquisizioni di partecipazioni effettuate da A2A Rinnovabili S.p.A. tra il 2017 e il 2021, sono presenti contrattualmente degli aggiustamenti prezzo ed earn-out, di importi non rilevanti, sia a favore del venditore che a favore del compratore al verificarsi di determinate condizioni. Data l'aleatorietà e non significatività degli importi, il Gruppo non ha provveduto ad iscrivere i corrispondenti debiti.

Anche per le acquisizioni effettuate nel corso del 1° semestre 2022 sono presenti contrattualmente clausole di earn-out per le quali attualmente non sussistono le condizioni per il riconoscimento delle stesse e pertanto non si è provveduto a iscrivere i corrispondenti debiti.

c) *Opzioni sulle azioni di Suncity Group S.r.l.*

In data 16 aprile 2019 si è perfezionata la costituzione di Suncity Group S.r.l., holding di partecipazioni attive nel campo dell'efficienza energetica, e contestuale aumento di capitale per il 26%. L'operazione è stata perfezionata dalla controllata A2A Energy Solutions S.r.l., ESCo (Energy Service Company) del Gruppo A2A, per un valore di 1,3 milioni di euro, interamente regolato per cassa al closing.

È stato inoltre stabilito che, entro 30 giorni dal termine previsto per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022, A2A Energy Solutions S.r.l. avrà il diritto di esercitare l'opzione di acquisto del restante 74% del capitale sociale della NewCo costituita. È parimenti previsto il diritto di esercitare l'opzione di vendita del 74% da parte di Suncity Partner ad A2A Energy Solutions S.r.l. con le medesime condizioni.

Il Gruppo, pertanto, conformemente al disposto del paragrafo 23 dello IAS 32, ha contabilizzato tra i debiti il valore attuale dell'esborso stimato in 4,9 milioni di euro, cui non potrà sottrarsi in caso d'esercizio della citata opzione.

d) *Opzioni sulle azioni di Electrometal S.p.A.*

In data 20 dicembre 2019 A2A Ambiente S.p.A. ha acquisito il 90% della società Electrometal S.r.l..

Per effetto del punto 9) dell'accordo di acquisto della partecipazione è prevista un'opzione di acquisto da parte di A2A Ambiente S.p.A. ed una corrispettiva opzione di vendita da parte di GAE S.r.l. (il venditore) del rimanente 10%, esercitabile dal 1° gennaio 2025 sino al 31 dicembre 2025.

Nel corso dell'esercizio 2020 sono stati corrisposti a titolo di aggiustamento prezzo sulla Posizione finanziaria netta 0,5 milioni di euro.

La valutazione di tale opzione è proporzionale al valore finale del 90% delle azioni della Electrometal S.r.l..

Il Gruppo, pertanto, conformemente al disposto del paragrafo 23 dello IAS 32, ha contabilizzato tra i debiti il valore attuale dell'esborso stimato in 2,1 milioni di euro, cui non potrà sottrarsi in caso d'esercizio della citata opzione.

e) *Opzioni sulle azioni di Saxa Gres S.p.A.*

In data 15 aprile 2021, A2A Ambiente ha acquisito il 27,7% di Saxa Gres S.p.A.. L'accordo è stato raggiunto per un controvalore di 7,1 milioni di euro. Contrattualmente sono previste clausole di earn-out ed opzioni sul valore della partecipazione per le quali non risultano importi iscritti in bilancio.

f) *Aggiustamento prezzo F.Ili Omini*

In data 28 ottobre 2021, A2A Ambiente S.p.A. ha acquisito il 30% della partecipazione in F.Ili Omini S.p.A.. L'accordo è stato raggiunto sulla base di 4,5 milioni di euro oltre ad un aggiustamento prezzo, legato al valore della Posizione Finanziaria Netta e del Capitale Circolante Netto alla data di acquisizione, pagato nel corso dell'esercizio 2022 e pari a 0,6 milioni di euro.

Non sono previste clausole di earn-in/out sul valore delle azioni.

g) *Aggiustamento prezzo TecnoA*

In data 12 dicembre 2021, A2A Ambiente S.p.A. ha acquisito il 100% della partecipazione in TecnoA S.p.A.. L'accordo è stato raggiunto per un controvalore dell'operazione pari a 276 milioni di euro. E' previsto un aggiustamento prezzo legato al valore della Posizione Finanziaria Netta e del Capitale Circolante Netto alla data di acquisizione che verrà definito nel corso dell'esercizio 2022.

Per ulteriori informazioni sul processo di Purchase Price Allocation si rimanda alla sezione "Altre informazioni" della presente nota informativa.

Non sono previste clausole di earn-in/out sul valore delle azioni.

Procedure di consolidamento

Procedura generale

I bilanci delle controllate, collegate e joint ventures consolidate dal Gruppo A2A sono redatti adottando, per ogni chiusura contabile, gli stessi principi contabili della capogruppo. Eventuali rettifiche vengono apportate in fase di consolidamento in modo da rendere omogenee le voci che sono interessate dall'applicazione di principi contabili differenti. Tutti i rapporti e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili non realizzati derivanti da rapporti intrattenuti tra società del Gruppo, sono completamente eliminati.

Nella preparazione della Relazione vengono assunte linea per linea le attività, le passività, nonché i costi e i ricavi delle imprese consolidate nel loro ammontare complessivo, attribuendo ai soci di minoranza in apposite voci della Situazione patrimoniale-finanziaria e del Conto economico la quota del Patrimonio netto e del risultato del periodo di loro spettanza.

Il valore contabile della partecipazione in ciascuna delle controllate è eliminato a fronte della corrispondente quota di Patrimonio netto comprensiva degli eventuali adeguamenti al fair value alla data di acquisizione; la differenza emergente è trattata ai sensi dell'IFRS 3.

Le operazioni con soci di minoranza che non comportano la perdita del controllo in imprese consolidate sono trattate secondo l'approccio dell'entità economica (economic entity view).

Adozione del principio contabile internazionale IFRS 12 “Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese”

A partire dal 2014 il Gruppo A2A ha adottato, tra l'altro, le disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 12 “Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese”, emanato dallo IASB nel 2011 e omologato dalla Commissione Europea l'11 dicembre 2012.

Sulla base di quanto disposto al paragrafo 7 e seguenti del principio in esame, il Gruppo ha provveduto a fornire l'informativa sulle valutazioni e sulle assunzioni significative adottate per stabilire:

- i. che la capogruppo detiene il controllo di un'altra entità ai sensi dell'IFRS 10;
- ii. conformemente con l'IFRS 11, il tipo di accordo a controllo congiunto (attività a controllo congiunto o joint venture) allorché l'accordo sia stato strutturato attraverso un veicolo separato;
- iii. che la capogruppo esercita un'influenza notevole su un'altra entità (partecipazioni in imprese collegate).

Partecipazioni detenute in joint ventures (IFRS 11)

L'IFRS 11 individua, sulla base dei diritti e delle obbligazioni in capo ai partecipanti, due tipologie di accordi, le joint operations e le joint ventures, e disciplina il conseguente trattamento contabile da adottare per la loro rilevazione in bilancio.

L'impatto più significativo del principio è rappresentato dal fatto che alcune entità controllate congiuntamente da A2A, fino ad oggi valutate con il metodo del Patrimonio netto, potrebbero rientrare nella definizione di accordo a controllo congiunto (joint operations) in base alle disposizioni dell'IFRS 11. Il trattamento contabile di tale tipologia di accordo a controllo congiunto prevede la rilevazione delle attività/ passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti ad A2A, indipendentemente dall'interessenza partecipativa posseduta.

Con particolare riferimento alle partecipazioni detenute in due società a controllo congiunto operanti nella Business Unit Generazione e Trading, Ergosud S.p.A. e PremiumGas S.p.A., il Gruppo A2A ha ritenuto che le stesse rientrano, in quanto a forma giuridica e natura degli accordi contrattuali, nella categoria "joint venture".

In particolare, per quanto attiene la partecipazione detenuta in PremiumGas S.p.A., il Gruppo vanta diritti esclusivamente legati ai risultati conseguiti dalla società.

Si segnala che, in data 26 settembre 2018, PremiumGas S.p.A. è stata posta in liquidazione volontaria.

In riferimento alla partecipazione in Ergosud S.p.A. si segnala che pur in presenza di un contratto di Tolling la partecipata potrebbe dispacciare l'energia autonomamente garantendo la propria continuità aziendale anche al termine del contratto stesso. Si precisa inoltre che il Gruppo A2A non procede alla nomina di figure direttive rilevanti della società.

Al 30 giugno 2022 rientra nella casistica delle partecipazioni in joint ventures anche la partecipazione in Daunia Wind S.r.l..

Sulla base delle considerazioni sopra riportate, il Gruppo A2A ha valutato le partecipazioni con il metodo del Patrimonio netto in continuità con quanto già effettuato nei precedenti esercizi.

Ultimi dati di sintesi disponibili delle joint ventures (consolidate ad equity)

Dati di sintesi al 31 dicembre 2021 milioni di euro	Bergamo Pulita 50%	PremiumGas 50%	Metamer 50%	Ergosud 50%	Daunia Wind 50%
--	--------------------------	-------------------	----------------	----------------	--------------------

CONTO ECONOMICO

Ricavi di vendita	0,04	0,06	24,0	40,9	1,0
Margine Operativo Lordo	0,00	0,02	1,0	7,7	0,6
% sui ricavi netti	n.s.	n.s.	4,2%	18,8%	55,0%
Ammortamenti e svalutazioni	-	-	0,3	10,4	0,4
Risultato Operativo Netto	0,00	0,02	0,7	(2,7)	0,2
Risultato dell'esercizio	0,00	0,03	0,5	(2,5)	6,0
SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA					
Totale attività	2,55	4,2	10,4	155,0	53,0
Patrimonio netto	0,09	1,5	2,8	68,0	38,0
(Indebitamento) finanziario netto	1,20	0,7	0,5	(39,7)	2,5

Dati di sintesi al 31 dicembre 2020 milioni di euro	Bergamo Pulita 50%	PremiumGas 50%	Metamer 50%	Ergosud 50%	Daunia Wind 50%
--	--------------------------	-------------------	----------------	----------------	--------------------

CONTO ECONOMICO

Ricavi di vendita	0,04	0,06	20,0	30,0	0,4
Margine Operativo Lordo	(0,01)	0,01	0,9	11,0	0,2
% sui ricavi netti	(25,0%)	16,7%	4,4%	36,7%	37,5%
Ammortamenti e svalutazioni	-	-	0,3	10,5	0,4
Risultato Operativo Netto	(0,01)	0,01	0,6	0,5	(0,2)
Risultato dell'esercizio	(0,01)	0,01	0,5	(0,3)	11,5
SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA					
Totale attività	2,53	4,2	8,8	120,0	48,5
Patrimonio netto	0,09	1,5	2,5	71,0	43,5
(Indebitamento) finanziario netto	1,20	0,8	0,0	(48,6)	1,0

Informazioni di
carattere generale

Relazione finanziaria
semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di
principi contabili
internazionali

Area di
consolidamento

**Criteri e procedure
di consolidamento**

Stagionalità
dell'attività

Sintesi dei
risultati per
settore di attività

Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

Indebitamento
finanziario netto

Note illustrative
alle voci di Conto
economico

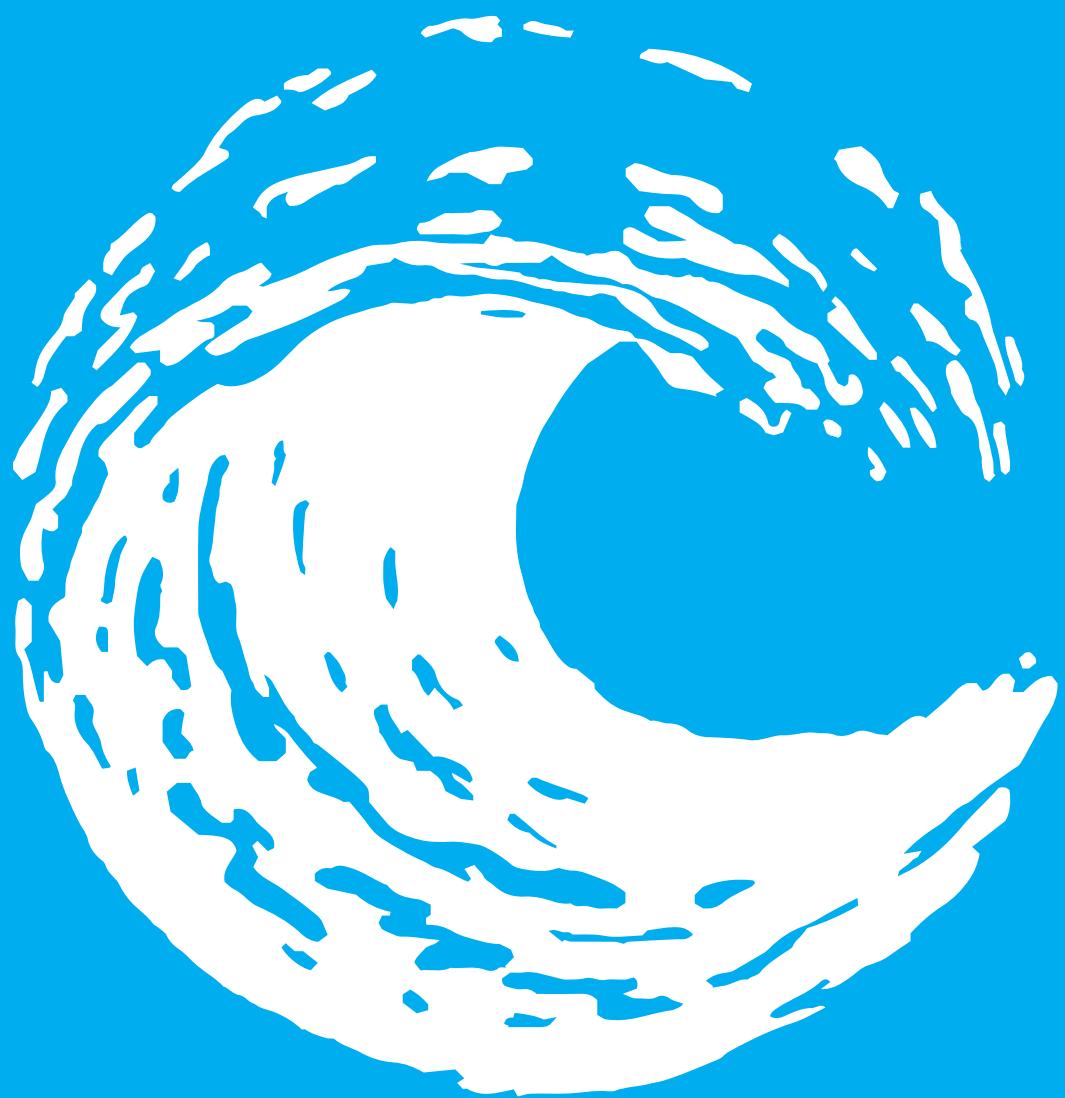
Risultato per azione

Nota sui rapporti
con le parti
correlate

Comunicazione
Consob
n. DEM/6064293
del 28 luglio 2006

Garanzie ed
impegni con terzi

Altre informazioni



5.8 Stagionalità dell'attività

Si segnala che per la tipologia delle attività tipiche del Gruppo i risultati infrannuali possono presentare variazioni dovute all'andamento climatico del periodo.

Al riguardo si rinvia ai commenti sugli andamenti per Business Unit riportati nel seguito.

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrateve alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrateve alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

5.9 Sintesi dei risultati per settore di attività

milioni di euro	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO	
	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021 Restated	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021 Restated
Ricavi	7.890	2.378	3.822	1.503
- <i>di cui intersettoriali</i>	2.946	728	120	72
Costi per il personale	46	45	29	29
Margine Operativo Lordo	221	150	8	120
% sui Ricavi	2,8%	6,3%	0,2%	8,0%
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(114)	(98)	(68)	(24)
Risultato operativo netto	107	52	(60)	96
% sui Ricavi	1,4%	2,2%	(1,6%)	6,4%
Risultato da transazioni non ricorrenti				
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria				
Risultato al lordo delle imposte				
Oneri per imposte sui redditi				
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte				
Risultato netto da attività operative cedute/destinate alla vendita				
Risultato di pertinenza di terzi				
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo				
Investimenti lordi (1)	63	37	31	33

(1) Si vedano le voci "Investimenti" dei prospetti riportati alle Note n. 1 e 2 riguardanti le Immobilizzazioni materiali e immateriali delle Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria.

Si segnala che i dati economici dal 1° gennaio al 30 giugno 2021 sono stati riallocati per renderli omogenei ai risultati per "Business Unit" dal 1° gennaio al 30 giugno 2022.

Si segnala inoltre che i valori al 30 giugno 2021 sono stati riesposti per renderli omogenei con i valori al 30 giugno 2022 riconfigurando alla voce "Risultato netto da attività operative cedute/destinate alla vendita" i ricavi, i costi operativi ed ammortamenti riferiti ad assets della distribuzione gas e alla voce "Risultato da transazioni non ricorrenti" gli ammortamenti relativi a fabbricati oggetto di vendita.

Informazioni di
carattere generale

Relazione finanziaria
semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di
principi contabili
internazionali

Area di
consolidamento

Criteri e procedure
di consolidamento

Stagionalità
dell'attività

**Sintesi dei
risultati per
settore di attività**

Note illustratev
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

Indebitamento
finanziario netto

Note illustratev
alle voci di Conto
economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti
con le parti
correlate

Comunicazione
Consob
n. DEM/6064293
del 28 luglio 2006

Garanzie ed
impegni con terzi

Altre informazioni

	AMBIENTE		SMART INFRASTRUCTURES			CORPORATE		ELISIONI		CONTO ECONOMICO		
	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021 Restated	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021 Restated	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021 Restated	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021 Restated	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021 Restated	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021 Restated
	714	612	786	618	159	147	(3.583)	(1.205)	9.788	4.053		
	177	85	194	183	146	137	(3.583)	(1.205)				
	177	178	55	55	74	71			381	378		
	207	164	285	264	(13)	(10)			708	688		
	29,0%	26,8%	36,3%	42,7%	(8,2%)	(6,8%)			7,2%	17,0%		
	(32)	(59)	(133)	(127)	(26)	(24)			(373)	(332)		
	175	105	152	137	(39)	(34)			335	356		
	24,5%	17,2%	19,3%	22,2%	(24,5%)	(23,1%)			3,4%	8,8%		
									157	(1)		
									(30)	(26)		
									462	329		
									(143)	41		
									319	370		
									36	-		
									(27)	(30)		
									328	340		
	104	109	241	215	24	27	-	(8)	463	413		

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

milioni di euro	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO	
	30 06 2022	31 12 2021	30 06 2022	31 12 2021
Immobilizzazioni materiali	2.285	2.205	45	42
Immobilizzazioni immateriali	262	154	307	286
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	2.413	2.428	1.425	1.406
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	2.926	2.529	862	952

Informazioni di
carattere generale

Relazione finanziaria
semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di
principi contabili
internazionali

Area di
consolidamento

Criteri e procedure
di consolidamento

Stagionalità
dell'attività

**Sintesi dei
risultati per
settore di attività**

Note illustrate
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

Indebitamento
finanziario netto

Note illustrate
alle voci di Conto
economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti
con le parti
correlate

Comunicazione
Consob
n. DEM/6064293
del 28 luglio 2006

Garanzie ed
impegni con terzi

Altre informazioni

	AMBIENTE		SMART INFRASTRUCTURES		CORPORATE		ELISIONI		TOTALE GRUPPO	
	30 06 2022	31 12 2021	30 06 2022	31 12 2021	30 06 2022	31 12 2021	30 06 2022	31 12 2021	30 06 2022	31 12 2021
	1.158	1.132	2.209	2.146	198	196	(126)	(133)	5.769	5.588
	117	125	2.275	2.205	88	125	216	230	3.265	3.125
	365	384	379	490	71	75	(1.251)	(1.483)	3.402	3.300
	362	373	336	397	521	864	(1.235)	(1.475)	3.772	3.640

5.10 Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 30 giugno 2022 è variato rispetto al 31 dicembre 2021 per le seguenti operazioni:

- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. del 100% di Volta Green Energy S.r.l. e del 60% di R2R S.r.l., società operanti nei settori fotovoltaico ed eolico, con conseguente consolidamento integrale di sette società;
- cessione della partecipazione in Seasm S.r.l., precedentemente consolidata integralmente;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. del 100% di 4New S.r.l. e 3 New & Partners S.r.l., società che operano nei settori fotovoltaico ed eolico, con conseguente consolidamento integrale di undici società e consolidamento ad equity di una società. A2A Rinnovabili S.p.A. ha inoltre acquisito direttamente e consolidato ad equity il 49% di Daunia Calvello S.r.l. e il 30% di Daunia Serracapriola S.r.l., società che detengono un portafoglio di parchi eolici in Italia. In trasparenza il Gruppo detiene il 74,5% di Daunia Calvello S.r.l. e il 65% di Daunia Serracapriola S.r.l., tramite la collegata Daunia Wind S.r.l., ma non consolida integralmente le due società in quanto non sussistono i presupposti di controllo come previsto dall'IFRS 10.

Si segnala preliminarmente che tali acquisizioni rientrano nei dettami dell'IFRS 3 e al 30 giugno 2022 non si è ancora conclusa la Purchase Price Allocation che verrà completata nelle tempistiche previste dal principio.

ATTIVITÀ

ATTIVITÀ NON CORRENTI

1) Immobilizzazioni materiali

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid.	Variazioni del periodo					Valore al 30 06 2022	
			Investim.	Altre variazioni	Dismis. e cessioni	Svalutaz./ Ripristino valori	Ammort.		
Terreni	141	2	4				4	147	
Fabbricati	544	5	6	4		(15)	(5)	544	
Impianti e macchinari	3.908	135	94	5	(1)	(176)	(78)	3.965	
Attrezzature industriali e commerciali	55		6			(5)	1	56	
Altri beni	132		16	3		(16)	3	135	
Discariche	25			(7)		(4)	(11)	14	
Immobilizzazioni in corso e acconti	544		168	(63)			105	649	
Migliorie su beni di terzi	124		10			(11)	(1)	123	
Attività per diritti d'uso	115	13		23		(15)	8	136	
Totale	5.588	155	304	(35)	(1)	-	(242)	26	5.769
di cui:									
Costo storico	12.752	155	304	273	(23)		554	13.461	
Fondo ammortamento	(7.164)			(308)	22	(242)	(528)	(7.692)	
Svalutazioni									-

Le "Immobilizzazioni materiali" al 30 giugno 2022 sono pari a 5.769 milioni di euro (5.588 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e comprendono l'effetto dei primi consolidamenti pari a 155 milioni di euro.

Le variazioni del periodo registrano un incremento di 26 milioni di euro così composto:

- incremento di 304 milioni di euro per investimenti effettuati nel periodo così come meglio descritti in seguito;
- decremento netto per altre variazioni pari a 35 milioni di euro principalmente dovuti a decrementi del fondo decommissioning per 48 milioni di euro, prevalentemente per effetto dell'attualizzazione a seguito dell'incremento dei tassi di interesse, spese chiusura e post chiusura discariche per 9 milioni di euro, nonché ad incrementi dei diritti d'uso in applicazione del principio contabile IFRS16 per 23 milioni di euro;
- riduzione di 1 milione di euro a seguito di smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo ammortamento;
- riduzione di 242 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo.

Gli investimenti risultano così suddivisi:

- per la Business Unit Smart Infrastructures gli investimenti sono pari a 132 milioni di euro ed hanno riguardato: per 93 milioni di euro interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di distribuzione di energia elettrica, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione, nonché l'installazione dei nuovi contatori elettronici; per 30 milioni di euro lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento; per 2 milioni di euro interventi sulla rete ed apparati in fibra ottica, per 1 milione di euro interventi sulla rete di trasporto del gas, per 5 milioni di euro il piano di Efficientamento con nuove sorgenti luminose a tecnologia led, nonché per 1 milione di euro gli interventi sulla rete di ricarica dei veicoli elettrici;
- per la Business Unit Ambiente gli investimenti sono pari a 103 milioni di euro e si riferiscono: per 94 milioni di euro ad interventi sugli impianti di trattamento e smaltimento dei rifiuti del Gruppo; per 4 milioni di euro all'acquisizione di mezzi mobili per la raccolta dei rifiuti e per 5 milioni di euro all'acquisizione di attrezzature per la raccolta;
- per la Business Unit Generazione e Trading l'incremento è stato di 57 milioni di euro ed ha riguardato: per 43 milioni di euro gli investimenti sulle centrali termoelettriche, per 6 milioni di euro gli investimenti sulle centrali idroelettriche, nonché per 8 milioni di euro gli investimenti sugli impianti di energia da fonti rinnovabili;
- per la Business Unit Mercato l'incremento è stato di 5 milioni di euro principalmente dovuto al piano di efficienza energetica presso clienti;

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

- per la Business Unit Corporate gli investimenti, pari a 7 milioni di euro, hanno riguardato, per 5 milioni di euro interventi sui fabbricati nelle aree di Milano e Brescia, per 1 milione di euro l'implementazione di apparecchiature di telecomunicazione, nonché per 1 milione di euro interventi sulla rete di ricarica dei veicoli elettrici.

Il Gruppo sta continuando l'analisi degli impatti derivanti dall'evoluzione normativa e conferma, ad oggi, che i valori iscritti a bilancio delle opere asciutte e bagnate legate alle concessioni idroelettriche sono prudenti e recuperabili anche in applicazione delle nuove norme.

Tra le immobilizzazioni materiali sono comprese "Attività per diritti d'uso" per complessivi 136 milioni di euro (115 milioni di euro al 31 dicembre 2021), iscritti con la metodologia prevista dal principio IFRS16 e per i quali il debito residuo verso le società locatrici, al 30 giugno 2022 risulta pari a 145 milioni di euro (106 milioni di euro al 31 dicembre 2021). Si riporta di seguito un dettaglio delle "Attività per diritti d'uso" derivanti da leasing operativi e finanziari al 30 giugno 2022:

Attività consistenti in diritti di utilizzo milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primi consolid. 2022	Variazioni del periodo			Valore al 30 06 2022
			Altre variazioni	Ammort.	Totale variazioni	
Terreni	19	13	2	(2)	-	32
Fabbricati	49		4	(5)	(1)	48
Impianti e macchinari	8		(3)	(2)	(5)	3
Attrezzature industriali, commerciali e altri beni	27		3	(2)	1	28
Automezzi	12		17	(4)	13	25
Totale	115	13	23	(15)	8	136

Si precisa che il Gruppo si è avvalso della facoltà, prevista dal paragrafo 6 del principio, di non applicare le disposizioni di cui ai paragrafi 22-49 del principio alle seguenti categorie:

- Leasing a breve termine;
- Leasing la cui attività sottostante è di modesto valore.

2) Immobilizzazioni immateriali

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid.	Variazioni del periodo					Valore al 30 06 2022	
			Investim.	Rid./Altre variazioni	Smobiliz./ Cessioni	Svalutaz.	Ammort.		
Diritti di brevetto industriale e utilizzazione opere dell'ingegno	52		8	3			(13)	(2)	50
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.881	5	106	6	(1)		(76)	35	1.921
Avviamento	746	98						-	844
Immobilizzazioni in corso	119	3	33	(17)				16	138
Altre immobilizzazioni immateriali	327	2	12	(9)			(20)	(17)	312
Totale	3.125	108	159	(17)	(1)	-	(109)	32	3.265

Le "Immobilizzazioni immateriali" al 30 giugno 2022 sono pari a 3.265 milioni di euro (3.125 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e comprendono l'effetto dei primi consolidamenti pari a 108 milioni di euro.

Si segnala che, in applicazione dell'IFRIC 12, a partire dall'esercizio 2010 le immobilizzazioni immateriali comprendono anche il valore dei beni in concessione relativi alla distribuzione gas.

Le variazioni del periodo al netto dell'effetto di cui sopra, registrano un incremento complessivo pari a 32 milioni di euro così composto:

- incremento di 159 milioni di euro per investimenti effettuati nel periodo così come meglio descritti in seguito;

- decremento netto di 17 milioni di euro per altre variazioni, dovute al decremento dei certificati ambientali del portafoglio industriale per 14 milioni di euro, nonché, alla riclassifica tra le attività destinate alla vendita di alcuni asset inerenti reti di distribuzione gas ritenute non strategiche per il Gruppo per 3 milioni di euro, la cui cessione si è perfezionata nel corso del secondo trimestre;
- diminuzione di 1 milione di euro a seguito di smobilizzati del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
- riduzione di 109 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo.

Gli investimenti delle “Immobilizzazioni immateriali” risultano così suddivisi:

- per la Business Unit Smart Infrastructures gli investimenti pari a 109 milioni di euro sono dovuti: ad interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di distribuzione gas ed alla sostituzione di tubazioni interrate in media e bassa pressione per 52 milioni di euro; a lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell’acqua, sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione per 36 milioni di euro; ad oneri di contrattazione Centrali Calore delle aree di Milano, Brescia e Bergamo per 1 milione di euro, oneri di concessione per l’utilizzo della fibra ottica per 2 milioni di euro, nonché ad implementazione di sistemi informativi per 18 milioni di euro;
- per la Business Unit Mercato l’incremento è pari a 26 milioni di euro dovuti per 14 milioni di euro ad implementazione di sistemi informativi e per 10 milioni di euro ai costi sostenuti per le nuove acquisizioni e mantenimento del portafoglio clienti, per 2 milioni di euro all’acquisizione del portafoglio clienti iscritti nella società Yada Energia S.r.l.;
- per la Business Unit Corporate l’incremento è pari a 17 milioni di euro dovuti principalmente all’implementazione di sistemi informativi;
- per la Business Unit Generazione e Trading l’incremento è pari a 6 milioni di euro e riguarda l’implementazione di sistemi informativi;
- per la Business Unit Ambiente gli investimenti sono pari a 1 milioni di euro e si riferiscono all’implementazione di sistemi informativi.

La voce “Altre immobilizzazioni immateriali” al 30 giugno 2022 ammonta a 312 milioni di euro (327 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e accoglie:

- 222 milioni di euro per Customer list riferite alle acquisizioni di portafogli clienti effettuate dalle società del Gruppo. Tali valori vengono ammortizzati in funzione della stima dei benefici che si manifesteranno negli esercizi futuri tenendo conto degli indicatori quali i retention rate e churn rate relativi alle specifiche tipologie di clientela. In particolare, l’importo presente in bilancio è riconducibile per 94 milioni di euro al Gruppo ACSM-AGAM, per 39 milioni di euro al Gruppo AEB, per 48 milioni di euro alla società A2A Energia S.p.A., per 13 milioni di euro alla società A2A Recycling S.r.l., per 10 milioni di euro ad Electrometal S.r.l., per 9 milioni di euro ad Asm Energia S.p.A., per 6 milioni di euro alla società Yada Energia S.r.l. e per 3 milioni di euro ad A2A S.p.A., Aprica S.p.A e LumEnergia S.p.A.;
- 48 milioni di euro per PPA Società Rinnovabili: la valorizzazione è legata al contratto di convenzione esistente con il Gestore Servizi Energetici, che permette alle società convenzionate di usufruire per un periodo di 20 anni di tariffe incentivanti, notevolmente più elevate rispetto a quelle esistenti sul mercato;
- 1 milione di euro per Titoli Ambientali: quote di emissione e Certificati Bianchi (portafoglio Industriale);
- 11 milioni di euro per PPA del Gruppo Agripower: la valorizzazione è legata al contratto di convenzione esistente con il Gestore Servizi Energetici, che permette alle società convenzionate di usufruire di tariffe incentivanti, notevolmente più elevate rispetto a quelle esistenti sul mercato;
- 30 milioni di euro relativi principalmente a oneri e costi pluriennali e a diritti di superficie e/o di servitù.

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell’attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

Avviamento

L'avviamento al 30 giugno 2022 ammonta a 844 milioni di euro:

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Variazioni del periodo				Valore al 30 06 2022
		Riclassif.	Primo consolid. acquis. 2022	Effetto PPA	Svalutaz.	
CGU:						
A2A Ambiente	269	267				267 536
A2A Reti Gas	41					- 41
A2A Gas	74					- 74
A2A Calore	22					- 22
A2A Vendita Energia Elettrica	7					- 7
A2A Generazione Rinnovabili	66					- 66
Totale	479	267	-	-	-	267 746
Effetti primo Consolidamento						
Volta Green Energy S.r.l. e R2R S.r.l.		20				20 20
3 New & Partners S.r.l.		4				4 4
4NEW S.r.l.		74				74 74
TecnoA	267	(267)				(267) -
Totale	267	(267)	98	-	-	(169) 98
Totale Avviamento	746	-	98	-	-	98 844

Nel corso del primo semestre 2022 il Gruppo A2A ha perfezionato le seguenti operazioni:

- acquisizione di Volta Green Energy S.r.l. e di R2R S.r.l. società operanti nei settori fotovoltaico e eolico con 7 società consolidate integralmente, titolari inoltre di progetti (pari a 800 MW) volti a realizzare nuovi impianti eolici e fotovoltaici con differenti stati di autorizzazione, che ha determinato l'iscrizione di un avviamento pari a 20 milioni di euro;
- acquisizione di 4NEW S.r.l. e di 3 New & Partners S.r.l. società operanti nei settori fotovoltaico e eolico con 11 società consolidate integralmente e 6 impianti, che ha comportato l'iscrizione di avviamenti per 78 milioni di euro.

Tali acquisizioni rientrano nei dettami dell'IFRS 3 e al 30 giugno 2022 non si è ancora conclusa la Purchase Price Allocation che verrà completata nelle tempistiche previste dal principio.

Nel corso dell'esercizio il Gruppo provvederà a completare la Purchase Price Allocation per l'acquisizione di TecnoA (avvenuta a dicembre 2021) che ha comportato l'iscrizione provvisoria di un avviamento pari a 267 milioni di euro.

Il Gruppo A2A svolge almeno annualmente l'impairment test.

Nel corso del primo semestre 2022 il management, ai fini dell'applicazione del principio contabile IAS 36, alla luce dell'andamento dello scenario energetico, acuito dagli effetti del conflitto Russia-Ucraina, nonché degli andamenti del valore di capitalizzazione di borsa del Gruppo, ha svolto un'attenta analisi dei risultati raggiunti rispetto al piano 2021-2030, aggiornato dal Consiglio di Amministrazione in data 19 gennaio 2022, considerando anche le assunzioni e le risultanze del processo di impairment precedentemente svolto per il bilancio 2021, oltreché gli effetti derivanti dall'andamento del sopra menzionato scenario energetico. Alla luce delle analisi condotte sulla base delle evidenze disponibili al 30 giugno 2022 e delle loro evoluzioni prevedibili, non sono emerse criticità e non si evidenziano elementi che costituiscano un indicatore di perdita tale da richiedere lo svolgimento di verifiche specifiche sulla recuperabilità delle attività.

3) Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2021	30 06 2022
Partecipazioni in imprese valutate con il metodo del Patrimonio netto	33	235	4	272	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	64	1	6	71	-	-
Totale partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	97	236	10	343	-	-

La tabella seguente evidenzia il dettaglio delle variazioni del valore delle "Partecipazioni in imprese valutate col metodo del Patrimonio netto":



La variazione in aumento intervenuta nelle "Partecipazioni in imprese valutate col metodo del Patrimonio netto" risulta pari a 239 milioni di euro ed è riconducibile principalmente agli effetti dei primi consolidamenti, per 235 milioni di euro, a seguito dell'acquisto del 100% della partecipazione in 3 New & Partner S.r.l. che detiene il 50% della partecipazione in Daunia Wind S.r.l. e per l'acquisto del 74,5% di Daunia Calvello S.r.l. e del 65% di Daunia Serracapriola S.r.l. (di cui il 49% e il 30% direttamente detenuto da A2A Rinnovabili e la restante parte tramite Daunia Wind. Tali società non vengono consolidate integralmente non essendoci i presupposti di controllo previsti dall'IFRS10). Le altre variazioni comprendono l'aumento delle partecipazioni valutate ad equity per 4 milioni di euro.

Il dettaglio delle partecipazioni è riportato nell'allegato n. 4 "Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto".

Le "Altre attività finanziarie non correnti" presentano al 30 giugno 2022 un saldo pari a 71 milioni di euro, con un incremento di 7 milioni di euro rispetto al dato al 31 dicembre 2021 riferibile per 1 milione di euro agli effetti derivanti dai primi consolidamenti, per 2 milioni di euro ad investimenti effettuati in start-up innovative tramite progetti di Corporate Venture Capital, per 1 milione di euro al versamento a favore del Tribunale di Taranto, in seguito alla richiesta di deposito in apposito conto corrente, delle somme sottoposte a sequestro nell'ambito del procedimento in corso nei confronti della controllata Linea Ambiente S.r.l., e per 3 milioni di euro ad un finanziamento erogato a favore di una società collegata.

Al 30 giugno 2022 le "Altre attività finanziarie non correnti" si riferiscono, oltreché alla fattispecie sopra menzionata, per 24 milioni di euro a crediti finanziari a medio/lungo termine, di cui 12 milioni di euro relativi a finanziamenti verso altri (di cui 6,5 milioni di euro verso società partecipate non consolidate), 4 milioni di euro verso il Comune di Brescia, avente come oggetto la gestione dell'illuminazione pubblica in applicazione dell'IFRIC 12, 7 milioni di euro derivanti dalla gestione dell'impianto biocubi di Cedrasco da parte della controllata Bioase in applicazione dell'IFRIC 12 e per 1 milione ad altre attività finanziarie. La voce inoltre comprende per 7 milioni di euro le partecipazioni in altre imprese, per il cui dettaglio si rimanda all'allegato n. 5 "Elenco delle partecipazioni in altre imprese".

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

4) Attività per imposte anticipate

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni nette del periodo	Valore al 30 06 2022
Attività per imposte anticipate	424	19	(62)	381

Le "Attività per imposte anticipate" ammontano a 381 milioni di euro (424 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e presentano, un decremento di 43 milioni di euro in conseguenza degli effetti dei primi consolidamenti per 19 milioni di euro e delle variazioni del periodo negative per 62 milioni di euro prevalentemente per l'effetto fiscale sulla variazione delle riserve a patrimonio sui fair value dei derivati e delle riserve IAS 19 per i benefici a dipendenti.

La voce accoglie l'effetto netto, dettagliato nella tabella che segue a cui si rimanda, delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate a titolo di IRES e IRAP su variazioni e accantonamenti effettuati esclusivamente ai fini fiscali. Si ritiene probabile la recuperabilità delle "Attività per imposte anticipate" iscritte in bilancio, in quanto i piani futuri prevedono redditi imponibili sufficienti per l'utilizzo delle attività fiscali differite.

I valori al 30 giugno 2022 relativi alle attività per imposte anticipate/passività per imposte differite sono stati esposti al netto (cd. "Offsetting") in applicazione dello IAS 12.

Si indicano di seguito, in apposita tabella, le principali attività e passività per imposte anticipate/differite.

	Bilancio consolidato 31 12 2021	Effetti primi consolid.	Acc.ti (A)	Utilizzi (B)	Adeg. Aliquote (C)	Totale (A+B+C)	IFRS 9 a Patrimonio netto	IAS 19 Revised a Patrimonio netto	Bilancio consolidato 30 06 2022
Dettaglio imposte differite (attive/passive)									
Passività per imposte differite									
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	310	-	-	-	-	-	-	-	310
Applicazione del principio del leasing finanziario (IFRS 16)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IFRS 9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Differenze di valore delle immobilizzazioni immateriali	63	-	-	(3)	-	(3)	-	-	60
Plusvalenze rateizzate	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trattamento di fine rapporto	2	-	-	-	-	-	-	-	2
Avviamento	6	-	-	-	-	-	-	-	6
Altre imposte differite	8	3	-	-	-	-	-	-	11
Totale passività per imposte differite (A)	389	3	-	(3)	-	(3)	-	-	389
Attività per imposte anticipate									
Fondi rischi tassati	121	-	-	1	-	1	-	(13)	109
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	478	-	-	-	-	-	-	-	478
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IFRS 9)	(19)	-	-	-	-	-	(51)	-	(70)
Fondo rischi su crediti	21	-	-	-	-	-	-	-	21
Differenze di valore delle immobilizzazioni immateriali	8	-	-	-	-	-	-	-	8
Contributi	16	-	-	-	-	-	-	-	16
Avviamento	175	-	-	-	-	-	-	-	175
Altre imposte anticipate	13	22	-	(2)	-	(2)	-	-	33
Totale attività per imposte anticipate (B)	813	22	-	(1)	-	(1)	(51)	(13)	770
EFFETTO NETTO IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE/PASSIVE (B-A)	424	19	-	2	-	2	(51)	(13)	381

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

5) Altre attività non correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2021	30 06 2022
Altre attività non correnti	25		39	64	-	
Strumenti derivati non correnti		4	4	8		8
Totale altre attività non correnti	25	4	43	72	-	8

Le "Altre attività non correnti", risultano in aumento di 39 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021. Tale variazione è correlata per 14 milioni di euro al versamento di depositi cauzionali, per 13 milioni di euro a crediti verso l'erario per agevolazioni fiscali previste dai bonus edilizi scadenti oltre l'esercizio successivo e per 12 milioni di euro al riconoscimento di crediti per partite pregresse correlate a ricavi per servizi idrici riferiti alla società consolidata ACSM-AGAM.

Gli "Strumenti derivati non correnti" risultano pari a 8 milioni di euro e derivano dagli effetti dei primi consolidamenti per 4 milioni di euro, dalla valutazione al fair value degli strumenti finanziari effettuata al 30 giugno 2022 per 5 milioni di euro e dall'estinzione di alcuni contratti derivati per 1 milione di euro.

ATTIVITÀ CORRENTI

6) Rimanenze

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022
- Materiali	96		8	104
- Fondo obsolescenza materiali	(22)		(1)	(23)
Totale materiali	74	-	7	81
- Combustibili	122		195	317
- Altre	8		(2)	6
Materie prime, sussidiarie e di consumo	204	-	200	404
Combustibili presso terzi	-		28	28
Totale rimanenze	204	-	228	432

Le "Rimanenze" sono pari a 432 milioni di euro (204 milioni di euro al 31 dicembre 2021), al netto del relativo fondo obsolescenza per 23 milioni di euro (22 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Le rimanenze presentano un incremento complessivo pari a 228 milioni di euro così di seguito dettagliato:

- 195 milioni di euro riconducibili all'incremento delle giacenze di combustibili che riflette sia l'andamento dei prezzi degli stessi (le giacenze comprendono le rimanenze di combustibili per la produzione di energia elettrica e le rimanenze di gas per l'attività di vendita e stoccaggio dello stesso) sia l'aumento delle quantità;
- 28 milioni di euro a merci presso terzi riferite a carbone presso il magazzino di Capodistria non ancora sdoganate in Italia;
- 7 milioni di euro all'incremento delle giacenze di materiali comprensivo dell'accantonamento al fondo obsolescenza materiali;
- altre variazioni in diminuzione per 2 milioni di euro.

7) Crediti commerciali

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022
Crediti commerciali fatture emesse	1.124	8	144	1.276
Crediti commerciali fatture da emettere	2.300	3	(19)	2.284
(Fondo rischi su crediti)	(133)		(37)	(170)
Totale crediti commerciali	3.291	11	88	3.390

Al 30 giugno 2022 i "Crediti commerciali" risultano pari a 3.390 milioni di euro (3.291 milioni di euro al 31 dicembre 2021), con un incremento di 99 milioni di euro. Nel dettaglio le variazioni hanno riguardato:

- per 125 milioni di euro, l'incremento dei crediti commerciali verso clienti (riferiti per 11 milioni di euro agli effetti dei primi consolidamenti) che al 30 giugno 2022 presentano un saldo di 3.289 milioni di euro (3.164 milioni di euro al 31 dicembre 2021);
- per 31 milioni di euro il decremento dei crediti verso società collegate, che presentano un saldo pari a 20 milioni di euro (51 milioni di euro al termine del precedente esercizio);
- per 5 milioni di euro, l'aumento dei crediti verso i comuni di Milano e Brescia che evidenziano un saldo complessivo pari a 81 milioni di euro (76 milioni di euro nell'esercizio precedente).

La variazione dei crediti commerciali è riconducibile principalmente all'incremento delle tariffe per la vendita di energia elettrica e gas avvenuto nel corso del semestre e a sua volta determinato dall'aumento del prezzo delle commodities e alle rateizzazioni concesse ai clienti di energia elettrica, gas e teleriscaldamento, che ha più che compensato la riduzione per effetto della stagionalità.

La movimentazione dettagliata del Fondo rischi su crediti viene evidenziata nel seguente prospetto:

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Accanton.	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30 06 2022
Fondo rischi su crediti	133	-	45	(8)	-	170

Il "Fondo rischi su crediti", calcolato in ottemperanza al principio IFRS 9, è pari a 170 milioni di euro e presenta un incremento netto di 37 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021. Tale fondo è ritenuto congruo rispetto al rischio cui si riferisce.

Gli accantonamenti del periodo sono risultati pari a 45 milioni di euro, in aumento di 35 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio, in conseguenza della maggiore esposizione creditizia verso la clientela per effetto dell'eccezionale aumento del fatturato correlato all'andamento dello scenario energetico nonché in previsione di perdite future coerentemente con il principio contabile IFRS 9.

Data l'alta qualità della clientela, sottoposta in gran parte a credit check in fase di attivazione contrattuale, e la quota significativa delle bollette domiciliate, pari al 58% sul totale, nonostante l'incremento dei crediti commerciali, al 30 giugno 2022 non si è riscontrato un significativo degrado delle performance di pagamento da parte dei clienti. Il tempo di incasso rilevato nei primi 6 mesi del 2022, infatti, risulta al momento pressoché in linea rispetto allo stesso periodo del 2021.

Tuttavia l'aumento del valore degli scaduti, nonché l'aumento delle richieste di rateizzazioni da parte dei clienti hanno generato un maggior accantonamento a fondo rischi su crediti.

Informazioni di
carattere generale

Relazione finanziaria
semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di
principi contabili
internazionali

Area di
consolidamento

Criteri e procedure
di consolidamento

Stagionalità
dell'attività

Sintesi dei
risultati per
settore di attività

**Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria**

Indebitamento
finanziario netto

Note illustrative
alle voci di Conto
economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti
con le parti
correlate

Comunicazione
Consob
n. DEM/6064293
del 28 luglio 2006

Garanzie ed
impegni con terzi

Altre informazioni

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Si riporta di seguito l'aging dei crediti commerciali:

milioni di euro	30 06 2022	31 12 2021
Crediti commerciali di cui:	3.390	3.291
Correnti	844	840
Scaduti di cui:	432	284
- Scaduti fino a 30 gg	100	90
- Scaduti da 31 a 180 gg	202	69
- Scaduti da 181 a 365 gg	39	32
- Scaduti oltre 365 gg	91	93
Fatture da emettere	2.284	2.300
Fondo rischi su crediti	(170)	(133)

8) Altre attività correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	di cui comprese nella PFN	
				31 12 2021	30 06 2022
Strumenti derivati correnti (derivati commodity)	3.737		3.787	7.524	-
Altre attività correnti di cui:	314	17	132	463	
- crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	95		39	134	
- anticipi a fornitori	42		(16)	26	
- crediti verso il personale	1		-	1	
- crediti tributari	52	3	7	62	
- crediti di competenza di esercizi/periodi futuri	26	7	54	87	
- crediti verso Ergosud	2		-	2	
- crediti verso enti previdenziali	2		3	5	
- Ufficio del bollo	1		-	1	
- crediti per risarcimenti danni	3		(2)	1	
- crediti per anticipi COSAP	1		-	1	
- crediti per depositi cauzionali	37		16	53	
- crediti per canone RAI	3		4	7	
- credito cessione Gesi	2		-	2	
- altri crediti diversi	47	7	27	81	
Totale altre attività correnti	4.051	17	3.919	7.987	-

Le "Altre attività correnti", presentano un saldo pari a 7.987 milioni di euro rispetto ai 4.051 milioni di euro al 31 dicembre 2021, evidenziando, al netto dei primi consolidamenti pari a 18 milioni di euro, un incremento di 3.918 milioni di euro.

Gli "Strumenti derivati correnti" presentano un incremento di 3.787 milioni di euro correlato ai significativi differenziali tra prezzi di sottoscrizione e prezzi forward, influenzati dalla volatilità dei prezzi nei mercati delle materie prime nonostante una significativa riduzione dei volumi complessivamente trattati nell'anno.

Si segnala che tra le "Altre passività correnti" è iscritta la voce "Strumenti derivati correnti" per 7.260 milioni di euro.

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, pari a 134 milioni di euro (95 milioni di euro al 31 dicembre 2021), si riferiscono ai crediti per perequazioni pertinenti sia all'esercizio 2022 che a residui crediti per perequazioni inerenti precedenti esercizi e a crediti per componenti tariffarie al netto degli incassi effettuati nell'anno corrente.

I crediti tributari, pari a 62 milioni di euro, si riferiscono principalmente a crediti verso l'Erario per ritenute e accise.

5
**Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale**

Informazioni di
carattere generale

Relazione finanziaria
semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di
principi contabili
internazionali

Area di
consolidamento

Criteri e procedure
di consolidamento

Stagionalità
dell'attività

Sintesi dei
risultati per
settore di attività

**Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria**

Indebitamento
finanziario netto

Note illustrate
alle voci di Conto
economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti
con le parti
correlate

Comunicazione
Consob
n. DEM/6064293
del 28 luglio 2006

Garanzie ed
impegni con terzi

Altre informazioni

I crediti di competenza di esercizi futuri ammontano a 87 milioni di euro (26 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e al netto dell'effetto dei primi consolidamenti pari a 7 milioni di euro presentano un incremento pari a 54 milioni di euro in relazione principalmente al pagamento anticipato dei canoni di derivazione d'acqua e a premi assicurativi.

Gli altri crediti diversi comprendono, per 44 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2021), crediti per lavori di riqualificazione ed efficientamento energetico presso condomini e terzi, per i quali si beneficerà delle agevolazioni fiscali previste dai bonus edilizi.

9) Attività finanziarie correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2021	30 06 2022
Altre attività finanziarie	9	-	3	12	9	12
Totale attività finanziarie correnti	9	-	3	12	9	12

Le "Attività finanziarie correnti" risultano pari a 12 milioni di euro (9 milioni di euro al 31 dicembre 2021). Tale voce si riferisce principalmente a crediti finanziari verso Soci di minoranza e terzi.

10) Attività per imposte correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2021	30 06 2022
Attività per imposte correnti	68	5	(44)	29		

Al 30 giugno 2022 tale posta risulta pari a 29 milioni di euro (68 milioni di euro al 31 dicembre 2021) ed è riferita ai crediti IRES ed IRAP per imposte correnti e a crediti per importi richiesti a rimborso su versamenti di esercizi precedenti, e al credito residuo per Robin Tax, versata nei precedenti esercizi, che sarà recuperato negli anni successivi.

11) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2021	30 06 2022
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	964	74	533	1.571	964	1.571

Le "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" al 30 giugno 2022 rappresentano la somma dei saldi bancari e postali attivi del Gruppo. La variazione positiva relativa all'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni del 2022 è pari a 74 milioni di euro.

I depositi bancari includono gli interessi maturati anche se non ancora accreditati alla fine del periodo in esame.

12) Attività non correnti destinate alla vendita

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022	di cui comprese nella PFN	
	31 12 2021			30 06 2022		
Attività non correnti destinate alla vendita	162	-	(162)	-	-	-

Al 30 giugno 2022 le “Attività non correnti destinate alla vendita” non presentano alcun valore in conseguenza della vendita di tre immobili siti in Milano (classificati nella voce in esame al 31 dicembre 2021 per un valore pari a 45 milioni di euro) avvenuta nel mese di febbraio e alla cessione, in data 1° aprile, di alcuni assets inerenti la distribuzione gas riferiti ad ATEM ritenuti non strategici per il Gruppo il cui valore al termine dell'esercizio precedente era pari a 117 milioni di euro.

Si rimanda ai paragrafi “Risultato da transazioni non ricorrenti” e “Risultato netto da attività operative cedute/destinate alla vendita” del Conto economico per maggiori dettagli sulle plusvalenze generate.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ

PATRIMONIO NETTO

La composizione del Patrimonio netto, il cui valore al 30 giugno 2022 risulta pari a 4.495 milioni di euro (4.303 milioni di euro al 31 dicembre 2021), è dettagliata nella seguente tabella:

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022
Patrimonio netto di spettanza del Gruppo:			
Capitale sociale	1.629	-	1.629
Riserve	1.627	363	1.990
Risultato dell'esercizio/del periodo di Gruppo	504	(176)	328
Totale Patrimonio del Gruppo	3.760	187	3.947
Interessi di minoranze	543	5	548
Totale Patrimonio netto	4.303	192	4.495

La movimentazione del Patrimonio netto è complessivamente positiva per 192 milioni di euro. Il risultato del periodo ha prodotto un effetto positivo per 328 milioni di euro, compensato dalla distribuzione dei dividendi per 283 milioni di euro.

Si evidenzia, infine, una variazione netta positiva dei derivati Cash flow hedge e delle riserve IAS 19 per complessivi 142 milioni di euro ed una variazione netta positiva degli interessi delle minoranze per 5 milioni di euro.

13) Capitale sociale

Il "Capitale sociale" ammonta a 1.629 milioni di euro ed è composto da n. 3.132.905.277 azioni ordinarie del valore unitario di 0,52 euro ciascuna.

14) Riserve

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022
Riserve			
di cui:			
- Variazione fair value derivati Cash flow hedge e fair value Bond	40	166	206
- Effetto fiscale	(12)	(51)	(63)
Riserve di Cash flow hedge	28	115	143
Variazione riserve IAS 19 Revised - Benefici a dipendenti	(104)	40	(64)
Effetto fiscale	28	(13)	15
Riserve IAS 19 Revised - Benefici a dipendenti	(76)	27	(49)

Le "Riserve", che ammontano a 1.990 milioni di euro (1.627 milioni di euro al 31 dicembre 2021), comprendono la riserva legale, le riserve straordinarie, nonché gli utili portati a nuovo delle società controllate.

Tale voce comprende inoltre la riserva di Cash flow hedge, positiva per 143 milioni di euro, che si riferisce alla valorizzazione al termine del periodo dei derivati che rispondono ai requisiti dell'Hedge accounting, nonché alla valutazione a fair value dei Bond in valuta al netto dell'effetto fiscale.

La posta in oggetto include riserve negative pari a 49 milioni di euro relative agli effetti dell'adozione dello IAS 19 Revised – Benefici a dipendenti che prevedono la rilevazione degli utili e delle perdite attuariali direttamente tra le riserve incluse nel Patrimonio netto.

La voce comprende la riserva di Patrimonio netto derivante dalla prima applicazione dell'IFRS 9, ed in particolare l'impairment dei crediti commerciali secondo il modello cd. "expected losses".

15) Risultato del periodo

Risulta positivo per 328 milioni di euro ed accoglie il risultato del primo semestre 2022.

16) Interessi di minoranze

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022
Interessi di minoranze	543	5	548

Gli "Interessi di minoranze" ammontano a 548 milioni di euro (543 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e rappresentano, principalmente, le quote di capitale, di riserve e di risultato di spettanza degli azionisti di minoranza relativi ai Soci terzi.

PASSIVITÀ

PASSIVITÀ NON CORRENTI

17) Passività finanziarie non correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2021	30 06 2022
Obbligazioni non convertibili	3.180		1.083	4.263	3.180	4.263
Debiti verso banche	851	115	184	1.150	851	1.150
Debiti finanziari per diritti d'uso non correnti	89	12	14	115	89	115
Debiti verso altri finanziatori	202			202	202	202
Totale passività finanziarie non correnti	4.322	127	1.281	5.730	4.322	5.730

I “Debiti finanziari non correnti”, pari a 5.730 milioni di euro (4.322 milioni di euro al 31 dicembre 2021) presentano un incremento di 1.281 milioni di euro, al netto degli effetti relativi ai primi consolidamenti del periodo pari a 127 milioni di euro.

Le “Obbligazioni non convertibili”, pari a 4.263 milioni di euro (3.180 milioni di euro al 31 dicembre 2021) sono relative ai seguenti prestiti obbligazionari, contabilizzati al costo ammortizzato:

- 300 milioni di euro, Private Placement con scadenza dicembre 2023 e cedola del 4,00%, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- 300 milioni di euro, Private Placement con scadenza marzo 2024 e cedola dell'1,25%, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- 299 milioni di euro, con scadenza febbraio 2025 e cedola dell'1,75%, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- 297 milioni di euro, con scadenza ottobre 2027 e cedola dell'1,625%, il cui valore nominale è pari a 300 milioni di euro;
- 99 milioni di euro, Private Placement in yen con scadenza agosto 2036 e tasso fisso del 5,405%, il cui valore nominale è pari a 14 miliardi di yen;
- 395 milioni di euro, con scadenza luglio 2029 e cedola dell'1,00%, il cui valore nominale è pari a 400 milioni di euro;
- 493 milioni di euro, con scadenza ottobre 2032 e cedola dello 0,625%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- 496 milioni di euro, con scadenza luglio 2031 e cedola dello 0,625%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- 494 milioni di euro, con scadenza novembre 2033 e cedola dell'1%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- 495 milioni di euro, con scadenza marzo 2028 e cedola dell'1,5%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro;
- 595 milioni di euro, con scadenza giugno 2026 e cedola del 2,5%, il cui valore nominale è pari a 600 milioni di euro.

L'incremento della componente non corrente delle “Obbligazioni non convertibili”, pari a 1.083 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021, è dovuto alla sottoscrizione di due nuovi bond scadenza 2026 e 2028 (per un valore nominale complessivo di 1.100 milioni di euro iscritto al netto del costo ammortizzato), in parte compensato dalla variazione in diminuzione del cambio ECB applicato al bond in yen.

I “Debiti verso banche” non correnti ammontano a 1.150 milioni di euro. Tale posta presenta un incremento complessivo pari a 299 milioni di euro riconducibile alla quota in scadenza oltre i 12 mesi dei nuovi finanziamenti erogati nel periodo, al netto dei rimborsi delle rate in scadenza nel periodo, ed agli effetti derivanti dai primi consolidamenti, pari a 115 milioni di euro.

I “Debiti finanziari per diritti d'uso non correnti” ammontano a 115 milioni di euro (89 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e presentano un incremento, al netto dell'effetto dei primi consolidamenti del periodo per 12 milioni di euro, pari a 14 milioni di euro. L'incremento della voce risulta riconducibile alla stipula di nuovi contratti di affitto e noleggio.

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

I "Debiti verso altri finanziatori" non hanno subito variazioni rispetto all'esercizio precedente. Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria di indebitamento a lungo termine, tra il valore contabile e il fair value, comprensivo della quota in scadenza nei 12 mesi successivi. Per gli strumenti di debito quotati il fair value è determinato utilizzando le quotazioni di borsa, mentre per quelli non quotati il fair value è determinato mediante modelli di valutazione per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio, ivi inclusi gli spread creditizi del Gruppo A2A.

milioni di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota non corrente	Fair Value
Obbligazioni	4.298	4.293	30	4.263	3.466
Finanziamenti bancari e da altri finanziatori	1.617	1.766	414	1.352	1.497
Totale	5.915	6.059	444	5.615	4.963

18) Benefici a dipendenti

Al 30 giugno 2022 tale posta risulta pari a 240 milioni di euro (294 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e presenta le seguenti variazioni:

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Accant.	Utilizzi	Altre Variazioni	Valore al 30 06 2022
Trattamento di fine rapporto	136		19	(9)	(33)	113
Benefici a dipendenti	158			(5)	(26)	127
Totale benefici a dipendenti	294	-	19	(14)	(59)	240

La movimentazione del periodo è riconducibile per 19 milioni di euro agli accantonamenti del periodo, per 14 milioni di euro al decremento dovuto alle erogazioni, per 18 milioni di euro al decremento netto riferito ai versamenti ai fondi previdenziali e ad altre variazioni in aumento per 1 milione di euro. Inoltre, le valutazioni attuariali del periodo comprendono il decremento derivante dall'actuarial gains/losses per complessivi 42 milioni di euro, principalmente a seguito dell'incremento dei tassi di attualizzazione.

Si precisa che le valutazioni tecniche sono state effettuate sulla base delle ipotesi sotto descritte:

	2022	2021
Tasso di attualizzazione	da 2,10% a 3,42%	da -0,17% a 0,98%
Tasso di inflazione annuo	2,10%	1,75%
Tasso annuo incremento dei premi anzianità	2,0%	2,0%
Tasso annuo incremento delle mensilità aggiuntive	0,0%	0,0%
Tasso annuo incremento del costo dell'energia elettrica	2,0%	2,0%
Tasso annuo incremento del costo del gas	0,0%	0,0%
Tasso annuo incremento salariale	1,0%	1,0%
Tasso annuo incremento TFR	3,1%	2,8%
Tasso annuo medio di incremento delle pensioni integrative	1,1%	1,1%
Frequenze annue di turnover	da 2,0% a 5,0%	da 2,0% a 5,0%
Frequenze annue di anticipazioni TFR	da 2,0% a 2,5%	da 2,0% a 2,5%

Si segnala che:

- il tasso di attualizzazione applicato dal Gruppo varia per società in base alla durata media finanziaria dell'obbligazione. Il tasso di attualizzazione utilizzato è quello corrispondente all'Iboxx Corporate AA;
- il tasso annuo di incremento salariale applicato esclusivamente per le società con in media meno di 50 dipendenti nel corso del 2006 è stato determinato in base ai dati di riferimento comunicati dalle società del Gruppo;

- il tasso annuo di incremento del TFR, come previsto dall'art. 2120 del Codice Civile, è pari al 75% dell'inflazione più 1,5 punti percentuali;
- le frequenze annue di anticipazione e di turnover sono desunte dalle esperienze storiche del Gruppo e dalle frequenze scaturenti dall'esperienza dell'Attuario su un rilevante numero di aziende analoghe;
- per le basi tecniche demografiche si segnala che:
 - per il "decesso" sono state utilizzate le tabelle AS62 (Sconto energia elettrica e Sconto gas), RG48 (TFR ed altri piani) e TG62 (Premungas);
 - per l'"inabilità" sono state utilizzate le tavole INPS distinte per età e sesso;
 - per il "pensionamento" è stato utilizzato il parametro 100% al raggiungimento dei requisiti AGO (Assicurazione Generale Obbligatoria);
 - per la "probabilità di lasciare famiglia" è stata utilizzata la tavola nel modello INPS per le proiezioni al 2010;
 - per la "frequenza delle diverse strutture di nuclei superstiti ed età media dei componenti" è stata utilizzata la tavola nel modello INPS per le proiezioni al 2010.

19) Fondi rischi, oneri e passività per discariche

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Accant.	Rilasci	Utilizzi	Altre Variazioni	Valore al 30 06 2022
Fondi decommissioning	327			(7)	(7)	(46)	267
Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche	213			(34)	(3)	(7)	169
Fondi fiscali	54		1				55
Fondi cause legali e contenziosi del personale	52			(3)	(7)		42
Altri fondi rischi	151	1	21	(2)	(3)	2	170
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	797	1	22	(46)	(20)	(51)	703

I fondi rischi, oneri e passività per discariche al 30 giugno 2022 ammontano a 703 milioni di euro e presentano un decremento pari a 94 milioni di euro.

I "Fondi decommissioning", che risultano pari a 267 milioni di euro, accolgono gli oneri per i costi di smantellamento e ripristino dei siti produttivi principalmente relativi alle centrali termoelettriche e agli impianti di termovalorizzazione. Le movimentazioni del periodo hanno riguardato utilizzi per 7 milioni di euro, a copertura degli oneri sostenuti nel corso del periodo in esame, rilasci per 7 milioni di euro ed altre variazioni in diminuzione per 46 milioni di euro, imputabili all'aggiornamento dei tassi di attualizzazione utilizzati per la stima degli oneri futuri di smantellamento e ripristino dei siti aventi come contropartita le "Immobilizzazioni materiali".

I "Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche", che risultano pari a 169 milioni di euro, si riferiscono all'insieme dei costi che dovranno essere sostenuti in futuro per la sigillatura delle discariche in coltivazione alla data di chiusura del bilancio e per la successiva gestione post-operativa, come previsto dalla normativa in essere. Le movimentazioni del periodo hanno riguardato utilizzi per 3 milioni di euro, che rappresentano gli esborsi effettivi nel periodo in esame, rilasci per 34 milioni di euro, relativi alle rettifiche dei fondi per discariche a seguito dell'aggiornamento dei tassi d'inflazione e di attualizzazione ed altre variazioni in diminuzione per 7 milioni di euro.

I "Fondi fiscali", che risultano pari a 54 milioni di euro, si riferiscono agli accantonamenti effettuati a fronte di contenziosi in essere o potenziali verso l'Erario o enti territoriali per imposte dirette e indirette, tributi e accise. Tale posta risulta in incremento rispetto al 31 dicembre 2021 per 1 milione di euro a seguito degli accantonamenti del periodo.

I "Fondi cause legali e contenziosi del personale" risultano pari a 42 milioni di euro e si riferiscono a cause con terzi per 38 milioni di euro e con dipendenti per 2 milioni di euro, a fronte delle passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso, nonché a cause in essere con Istituti Previdenziali per 2 milioni di euro, relative a contributi previdenziali che il Gruppo ritiene di non dover versare e per i quali sono in essere specifici contenziosi.

5
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

Informazioni di
carattere generale

Relazione finanziaria
semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di
principi contabili
internazionali

Area di
consolidamento

Criteri e procedure
di consolidamento

Stagionalità
dell'attività

Sintesi dei
risultati per
settore di attività

Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

Indebitamento
finanziario netto

Note illustrative
alle voci di Conto
economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti
con le parti
correlate

Comunicazione
Consob
n. DEM/6064293
del 28 luglio 2006

Garanzie ed
impegni con terzi

Altre informazioni

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Gli "Altri fondi rischi", che risultano pari a 170 milioni di euro, si riferiscono ai fondi relativi ai canoni di derivazione d'acqua pubblica per 73 milioni di euro, al fondo mobilità per gli oneri derivanti dal piano di ristrutturazione aziendale per 1 milione di euro, nonché ad altri fondi per 96 milioni di euro che comprendono anche il fondo legato al contenzioso sulla Discarica di Grottaglie. In relazione a tali fondi, si evidenziano in particolare accantonamenti netti per 19 milioni di euro, di cui 17 milioni di euro riferiti a maggiori oneri per sovraccanoni di derivazione idroelettrica, utilizzi per 3 milioni di euro e altre variazioni in aumento per 2 milioni di euro. Gli effetti derivanti dai primi consolidamenti del periodo risultano pari a 1 milione di euro.

20) Altre passività non correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2021	30 06 2022
Altre passività non correnti	118	8	13	139	31	-
Strumenti derivati non correnti	11	1	(11)	1	11	1
Totale altre passività non correnti	129	9	2	140	42	1

La voce in esame presenta al 30 giugno 2022 un incremento netto di 11 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

Le "Altre passività non correnti", che presentano un saldo pari a 139 milioni di euro, si riferiscono a depositi cauzionali da clienti per 107 milioni di euro, a passività di competenza di esercizi futuri per 13 milioni di euro, a debiti verso fornitori a medio/lungo termine per 3 milioni di euro, nonché ad altre passività non correnti per 16 milioni di euro.

Gli "Strumenti derivati non correnti" risultano pari a 1 milione di euro e presentano una variazione negativa per 11 milioni di euro, al netto dell'effetto dei primi consolidamenti, derivante dalla valutazione al fair value degli strumenti finanziari a chiusura del periodo.

PASSIVITÀ CORRENTI

21) Debiti commerciali e altre passività correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022		di cui comprese nella PFN	
				31 12 2021	30 06 2022	31 12 2021	30 06 2022
Acconti	8		(5)	3			
Debiti verso fornitori	2.886	6	434	3.326			
Totale debiti commerciali	2.894	6	429	3.329		-	-
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	46		2	48			
Strumenti derivati correnti (derivati commodity)	3.708		3.552	7.260			
Altre passività correnti di cui:	733	21	(69)	685	31	31	
- Debiti verso il personale	93		(13)	80			
- Debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	143		(58)	85			
- Debiti tributari	84	1	121	206			
- Debiti per trasparenza fiscale	7		(2)	5			
- Debiti per A.T.O.	2		1	3			
- Debiti verso clienti per lavori da eseguire	18		5	23			
- Debiti verso clienti per interessi su depositi cauzionali	2		-	2			
- Debiti verso soci terzi	1		10	11			
- Debiti per acquisto partecipazioni	31		-	31	31	31	
- Debiti per passività di competenza di esercizi successivi	276		(106)	170			
- Debiti per servizi ausiliari	17		(17)	-			
- Debiti per incassi da destinare	15		(1)	14			
- Debiti verso assicurazioni	4		-	4			
- Debiti per compensazioni ambientali	4		(1)	3			
- Debiti per canone RAI	7		9	16			
- Altri debiti diversi	29	20	(17)	32			
Totale altre passività correnti	4.487	21	3.485	7.993	31	31	
Totale debiti commerciali e altre passività correnti	7.381	27	3.914	11.322	31	31	

I "Debiti commerciali e altre passività correnti" risultano pari a 11.322 milioni di euro (7.381 milioni di euro al 31 dicembre 2021), con un incremento di 3.941 milioni di euro.

I "Debiti commerciali" risultano pari a 3.329 milioni di euro e presentano, rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente, un incremento pari a 429 milioni di euro, al netto degli effetti derivanti dai primi consolidamenti del periodo pari a 6 milioni di euro, imputabile principalmente all'aumento di operazioni di trading commodities con controparti bilaterali. I debiti commerciali al 30 giugno 2022 comprendono dilazioni di pagamento, pari a 116 milioni di euro, per gli acquisti relativi allo stoccaggio gas effettuati nel corso del primo semestre.

I "Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale" risultano pari a 48 milioni di euro, in incremento di 2 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 e riguardano la posizione debitaria del Gruppo nei confronti di Istituti Previdenziali e Assistenziali.

Gli "Strumenti derivati correnti" risultano pari a 7.260 milioni di euro (3.708 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e si riferiscono alla valorizzazione a fair value dei derivati su commodity. L'incremento nel periodo in esame è dovuto ai significativi differenziali tra prezzi di sottoscrizione e prezzi forward, influenzati dalla volatilità dei prezzi nei mercati delle materie prime nonostante una significativa riduzione dei volumi complessivamente trattati nell'anno.

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebитamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Si segnala che tra le "Altre attività correnti" è iscritta la voce "Strumenti derivati correnti" per 7.524 milioni di euro.

Le "Altre passività correnti" si riferiscono principalmente a:

- debiti verso il personale per 80 milioni di euro (93 milioni di euro al 31 dicembre 2021) relativi ai debiti verso i dipendenti per il premio di produttività maturato nel periodo, nonché all'onere per le ferie maturate e non godute al 30 giugno 2022;
- debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per 85 milioni di euro (143 milioni di euro al 31 dicembre 2021) inerenti il debito relativo alle componenti tariffarie, fatturate e non ancora versate, nonché il debito per le perequazioni passive relative sia a esercizi precedenti sia al periodo in esame;
- debiti tributari per 206 milioni di euro (84 milioni di euro al 31 dicembre 2021), riferiti ai debiti verso l'Erario per accise, ritenute e Iva, con una variazione significativa rispetto al precedente esercizio imputabile principalmente all'incremento di 46 milioni di euro dei debiti per accise, dei debiti per IVA per 42 milioni di euro, ai debiti per ritenute per 7 milioni di euro e all'incremento dei debiti per canoni derivazione acqua per 3 milioni di euro;
- debiti inerenti incassi anticipati di contratti future sull'energia elettrica e il gas la cui manifestazione economica sarà nell'esercizio successivo per 170 milioni di euro (276 milioni di euro al 31 dicembre 2021);
- debiti per acquisto partecipazioni per 31 milioni di euro (31 milioni di euro al 31 dicembre 2021) relativi alle acquisizioni concluse negli esercizi precedenti nel settore fotovoltaico.

22) Passività finanziarie correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022		di cui comprese nella PFN
				31 12 2021	30 06 2022	
Obbligazioni non convertibili	533		(503)	30	533	30
Debiti verso banche	189	22	171	382	189	382
Debiti finanziari per diritti d'uso correnti	23	1	6	30	23	30
Debiti verso altri finanziatori	1	-	-	1	1	1
Totale passività finanziarie correnti	746	23	(326)	443	746	443

Le "Passività finanziarie correnti" ammontano a 443 milioni di euro (746 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e presentano un decremento pari a 326 milioni di euro, al netto dell'effetto dei primi consolidamenti dell'esercizio pari a 23 milioni di euro.

Le "Obbligazioni non convertibili" ammontano a 30 milioni di euro e presentano una variazione in diminuzione di 503 milioni di euro, quale effetto netto della diminuzione per il capitale rimborsato per i Bond scaduti nel corso del primo semestre.

I "Debiti verso banche" correnti ammontano a 382 milioni di euro, con un incremento, al netto dei primi consolidamenti pari a 22 milioni di euro, di 171 milioni di euro rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente per effetto dei nuovi finanziamenti erogati da parte degli istituti di credito.

23) Debiti per imposte

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022	
				31 12 2021	30 06 2022
Debiti per imposte	21	5	152	152	178

I "Debiti per imposte" risultano pari a 178 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e presentano un incremento, al netto degli effetti derivanti dai primi consolidamenti, di 152 milioni di euro rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente.

24) Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita

milioni di euro	Valore al 31 12 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2022		di cui comprese nella PFN	
				31 12 2021	30 06 2022	31 12 2021	30 06 2022
Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita	15		-	(15)		-	-

Al 30 giugno 2022 le “Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita” non presentano alcun valore e risultano in diminuzione per 15 milioni di euro. Al 31 dicembre 2021 la voce si riferiva alle passività afferenti al ramo delle reti di distribuzione gas riferite ad ATEM ritenute non strategiche per il Gruppo la cui cessione si è perfezionata nel corso del secondo trimestre.

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

5.11 Indebitamento finanziario netto

25) Indebitamento finanziario netto (ai sensi della comunicazione ESMA/31-62-1426)

Di seguito si riportano i dettagli dell'indebitamento finanziario netto:

	Note	30 06 2022	Effetto primo consolid. acquisizioni 2022	31 12 2021
milioni di euro				
Obbligazioni-quota non corrente	17	4.263		3.180
Finanziamenti bancari non correnti	17	1.150	115	851
Debiti finanziari per diritti d'uso non correnti	17	115	12	89
Debiti verso altri finanziatori non correnti	17	202		202
Altre passività non correnti	20	1	1	11
Totale indebitamento a medio e lungo termine		5.731	128	4.333
Attività finanziarie non correnti verso parti correlate	3	(7)		(5)
Attività finanziarie non correnti	3	(20)	(1)	(19)
Altre attività non correnti	5	(8)	(4)	-
Totale crediti finanziari a medio e lungo termine		(35)	(5)	(24)
Totale indebitamento finanziario non corrente netto		5.696	123	4.309
Obbligazioni-quota corrente	22	30		533
Finanziamenti bancari correnti	22	382	22	189
Debiti finanziari per diritti d'uso correnti	22	30	1	23
Debiti verso altri finanziatori correnti	22	1		1
Altre passività correnti	21	31		31
Totale indebitamento a breve termine		474	23	777
Altre attività finanziarie correnti	9	(10)		(8)
Attività finanziarie correnti verso parti correlate	9	(2)		(1)
Totale crediti finanziari a breve termine		(12)	-	(9)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	(1.571)	(74)	(964)
Totale indebitamento finanziario corrente netto		(1.109)	(51)	(196)
Indebitamento finanziario netto		4.587	72	4.113

La posizione finanziaria netta del Gruppo si attesta a 4.587 milioni di euro.

Per quanto riguarda le informazioni integrative circa l'indebitamento finanziario indiretto, il Gruppo ha individuato impegni finanziari entro 12 mesi relativamente a benefici a dipendenti, fondi decommissioning e passività per discariche e contenziosi fiscali, per un importo pari a circa 62 milioni di euro.

Di seguito si riportano, ai sensi dello IAS 7 "Rendiconto finanziario", le variazioni della attività e passività finanziarie:

milioni di euro	31 12 2021	Flusso monetario	Flusso non monetario			30 06 2022
			Effetto primo consolid. acquisiz. 2022	Variazione fair value	Altre variazioni	
Obbligazioni	3.713	597	-	(8)	(9)	4.293
Debiti finanziari	1.355	331	150	-	44	1.880
Altre passività	42	-	1	(10)	(1)	32
Attività finanziarie	(33)	(2)	(1)	-	(3)	(39)
Altre attività	-	-	(4)	(4)	-	(8)
Passività nette derivanti da attività di finanziamento	5.077	926	146	(22)	31	6.158
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(964)	(533)	(74)	-	-	(1.571)
Indebitamento finanziario netto	4.113	393	72	(22)	31	4.587

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

5.12 Note illustrate alle voci di Conto economico

Per le variazioni del perimetro di consolidamento al 30 giugno 2022 si rimanda a quanto indicato nella sezione “Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria”.

Inoltre, i dati economici al 30 giugno 2022 risultano non omogenei rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio per effetto delle seguenti operazioni straordinarie avvenute nel corso del secondo semestre 2021:

- acquisizione da parte di A2A Ambiente S.p.A. e consolidamento integrale del 100% di TecnoA S.r.l., società attiva nel trattamento dei rifiuti speciali.

26) Ricavi

I ricavi del periodo risultano pari a 9.788 milioni di euro (4.053 milioni di euro al 30 giugno 2021) e presentano quindi un incremento di 5.735 milioni di euro (+141,5%).

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Ricavi milioni di euro	30 06 2022	30 06 2021 Restated	Variazione	% giugno 2022/2021
Ricavi di vendita	9.037	3.351	5.686	n.s.
Ricavi da prestazioni	654	597	57	9,5%
Totale ricavi di vendita e prestazioni	9.691	3.948	5.743	n.s.
Altri ricavi operativi	97	105	(8)	(7,6%)
Totale ricavi	9.788	4.053	5.735	n.s.

La variazione, rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio, è principalmente legata al generalizzato incremento dello scenario energetico riconducibile:

- per circa il 57% ai mercati energetici all'ingrosso, in particolare elettricità, per l'aumento dei prezzi. Il contributo legato alla crescita dei volumi venduti ed intermediati dei mercati è residuale;
- per oltre il 40% ai mercati retail prevalentemente per i maggiori prezzi unitari di elettricità, gas e calore.

Per maggiore informativa si riporta il dettaglio delle voci più significative:

milioni di euro	30 06 2022	30 06 2021 Restated	Variazione	% giugno 2022/2021
Vendita e distribuzione di energia elettrica	6.021	2.103	3.918	n.s.
Vendita e distribuzione di gas	2.668	993	1.675	n.s.
Vendita calore	193	109	84	77,1%
Vendita materiali	47	35	12	34,3%
Vendita acqua	38	41	(3)	(7,3%)
Vendite di certificati ambientali	55	53	2	3,8%
Contributi di allacciamento	15	17	(2)	(11,8%)
Totale ricavi di vendita	9.037	3.351	5.686	n.s.
Prestazioni a clienti	654	597	57	9,5%
Totale ricavi per prestazioni	654	597	57	9,5%
Totale ricavi di vendita e prestazioni	9.691	3.948	5.743	n.s.
Reintegro costi centrale S. Filippo del Mela (impianto Unità essenziale)	6	28	(22)	(78,6%)
Risarcimenti danni	3	3	-	0,0%
Affitti attivi	2	2	-	0,0%
Sopravvenienze attive	14	13	1	7,7%
Incentivi alla produzione da fonti rinnovabili (feed-in tariff)	23	36	(13)	(36,1%)
Altri ricavi	49	23	26	n.s.
Altri ricavi operativi	97	105	(8)	(7,6%)
Totale ricavi	9.788	4.053	5.735	n.s.

La voce "Altri ricavi operativi" presenta un decremento pari a 8 milioni di euro principalmente per effetto di minori ricavi per il reintegro dei costi di generazione sostenuti per la centrale di San Filippo del Mela (Impianto essenziale) ai sensi della Delibera 803/2016 per 22 milioni di euro, di minori ricavi legati agli incentivi sulla produzione netta da fonti rinnovabili per 13 milioni di euro compensati parzialmente da maggiori altri ricavi per 26 milioni di euro e da maggiori sopravvenienze attive per 1 milione di euro.

Per un maggior dettaglio delle motivazioni riferibili all'andamento dei ricavi relativi alle varie Business Units, si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

27) Costi operativi

I "Costi operativi" sono pari 8.699 milioni di euro (2.987 milioni di euro al 30 giugno 2021) e registrano pertanto un incremento di 5.712 milioni di euro.

Si riporta, di seguito, il dettaglio delle principali componenti:

Costi operativi milioni di euro	30 06 2022	30 06 2021 Restated	Variazione	% giugno 2022/2021
Costi per materie prime e di consumo	7.679	2.132	5.547	n.s.
Costi per servizi	864	711	153	21,5%
Totale costi per materie prime e servizi	8.543	2.843	5.700	n.s.
Altri costi operativi	156	144	12	8,3%
Totale costi operativi	8.699	2.987	5.712	n.s.

I "Costi per materie prime e servizi" ammontano a 8.543 milioni di euro (2.843 milioni di euro al 30 giugno 2021) e presentano un incremento di 5.700 milioni di euro.

Tale incremento è dovuto all'effetto combinato dei seguenti fattori:

- i maggiori acquisti di materie prime e di consumo per 5.739 milioni di euro, riconducibili all'incremento dei costi per acquisti di energia e combustibili per 5.585 milioni di euro, all'incremento degli oneri correlati all'acquisto di certificati ambientali per 141 milioni di euro, all'aumento degli acquisti di materiali per 20 milioni di euro ed all'effetto netto degli oneri/proventi da copertura su derivati operativi che si decrementano di 7 milioni di euro;
- l'incremento degli oneri di vettoriamento, appalti e prestazioni di servizi per 153 milioni di euro;
- la variazione in diminuzione delle rimanenze di combustibili e materiali per 192 milioni di euro.

Per maggiore informativa, viene fornito il dettaglio delle componenti più rilevanti:

milioni di euro	30 06 2022	30 06 2021 Restated	Variazione	% giugno 2022/2021
Acquisti di energia e combustibili	7.521	1.936	5.585	n.s.
Acquisti di materiali	96	76	20	26,3%
Acquisti di acqua	1	1	-	0,0%
Oneri da coperture su derivati operativi	2	2	-	0,0%
Proventi da coperture su derivati operativi	(12)	(5)	(7)	n.s.
Acquisti di certificati e diritti di emissione	271	130	141	n.s.
Totale costi per materie prime e di consumo	7.879	2.140	5.739	n.s.
Oneri di vettoriamento e trasmissione	483	385	98	25,5%
Manutenzioni e riparazioni	84	104	(20)	(19,2%)
Altri servizi	297	222	75	33,8%
Totale costi per servizi	864	711	153	21,5%
Variazione delle rimanenze di combustibili e materiali	(200)	(8)	(192)	n.s.
Totale costi per materie prime e servizi	8.543	2.843	5.700	n.s.
Godimento beni di terzi	59	61	(2)	(3,3%)
Canoni concessioni	56	46	10	21,7%
Contributi a enti territoriali, consortili e ARERA	6	5	1	20,0%
Imposte e tasse	18	17	1	5,9%
Danni e penalità	2	3	(1)	(33,3%)
Sopravvenienze passive	8	4	4	100,0%
Altri costi	7	8	(1)	(12,5%)
Altri costi operativi	156	144	12	8,3%
Totale costi operativi	8.699	2.987	5.712	n.s.

Margine attività di trading

La tabella sottostante riporta i risultati derivanti dalle negoziazioni dei Portafogli di trading, compreso l'effetto delle variazioni degli strumenti derivati, che si riferiscono alle attività di negoziazione sull'energia elettrica, sul gas e sui certificati ambientali.

Margine attività di trading milioni di euro	Note	30 06 2022	30 06 2021	Variazione
Ricavi	26	(1.475)	(323)	(1.152)
Costi operativi	27	1.521	325	1.196
Totale margine attività di trading		46	2	44

Il primo semestre del 2022 ha registrato valori multipli dei prezzi dell'energia elettrica e del gas europei rispetto ai valori visti nel primo semestre dell'anno scorso e la persistenza di un'eccezionale volatilità unita alla diminuzione della liquidità del mercato ha contribuito all'allargamento dei valori assoluti dei bid/ask di mercato obbligando allo stesso tempo gli operatori ad un'elevata rapidità di esecuzione degli scambi.

Si è potuto operare con profitto mediante tecniche di quotazione sfruttando opportunità caratterizzate da finestre temporali di esecuzione molto strette ma su volumi significativi, a beneficio delle attività di trading, dell'intermediazione dei flussi, di quotazione dei prezzi e di Market Making.

Informazioni di
carattere generale

Relazione finanziaria
semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di
principi contabili
internazionali

Area di
consolidamento

Criteri e procedure
di consolidamento

Stagionalità
dell'attività

Sintesi dei
risultati per
settore di attività

Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

Indebitamento
finanziario netto

Note illustrative
alle voci di Conto
economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti
con le parti
correlate

Comunicazione
Consob
n. DEM/6064293
del 28 luglio 2006

Garanzie ed
impegni con terzi

Altre informazioni

28) Costi per il personale

Al 30 giugno 2022 il costo del lavoro, al netto degli oneri capitalizzati, è risultato complessivamente pari a 381 milioni di euro (378 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Nel dettaglio i "Costi per il personale" si compongono nel modo seguente:

Costi per il personale milioni di euro	30 06 2022	30 06 2021 Restated	Variazione	% giugno 2022/2021
Salari e stipendi	295	292	3	1,0%
Oneri sociali	99	97	2	2,1%
Trattamento di fine rapporto	18	18	-	0,0%
Altri costi	21	20	1	5,0%
Totale costi per il personale al lordo delle capitalizzazioni	433	427	6	1,4%
Costi per il personale capitalizzati	(52)	(49)	(3)	6,1%
Totale costi per il personale	381	378	3	0,8%

Nella tabella sottostante si espone il numero medio di dipendenti per qualifica:

	30 06 2022	30 06 2021	Variazione
Dirigenti	203	210	(7)
Quadri	810	774	36
Impiegati	5.906	5.654	252
Operai	6.465	6.432	33
Totale	13.384	13.070	314

Al 30 giugno 2022 il costo del lavoro medio pro-capite è risultato pari a 28,47 migliaia di euro. Nel corrispondente periodo del precedente esercizio risultava pari a 29,14 migliaia di euro.

Al 30 giugno 2022 i dipendenti del Gruppo risultano pari a 13.511. Al 30 giugno 2021 i dipendenti del Gruppo risultavano pari a 13.213 unità.

Nella voce altri costi del personale sono compresi, per un valore inferiore al milione di euro (valore inferiore al milione di euro al 30 giugno 2021) costi inerenti l'onere complessivo relativo al piano di ristrutturazione aziendale correlato alle future uscite dei dipendenti per mobilità.

29) Margine operativo lordo

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il "Margine operativo lordo" consolidato al 30 giugno 2022 è pari a 708 milioni di euro (688 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Per un maggiore approfondimento si rimanda a quanto descritto nel paragrafo "Analisi per settore di attività".

30) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Gli "Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni" sono pari a 373 milioni di euro (332 milioni di euro al 30 giugno 2021), e presentano un incremento di 41 milioni di euro.

Nella successiva tabella si evidenziano le poste di dettaglio:

Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni milioni di euro	30 06 2022	30 06 2021 Restated	Variazione	% giugno 2022/2021
Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	109	95	14	14,7%
Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	242	225	17	7,6%
Totale ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	351	320	31	9,7%
Accantonamenti per rischi	(24)	2	(26)	n.s.
Accantonamento per rischi su crediti compresi nell'attivo circolante	46	10	36	n.s.
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	373	332	41	12,3%

Gli "Ammortamenti e svalutazioni" risultano pari a 351 milioni di euro (320 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 109 milioni di euro (95 milioni di euro al 30 giugno 2021). La voce rileva maggiori ammortamenti per 14 milioni di euro relativi per 7 milioni di euro all'implementazione di sistemi informativi, per 3 milioni di euro al servizio idrico integrato ed alla distribuzione e misura gas, per 3 milioni di euro relativi alle nuove customer list delle società Yada Energia ed A2A Energia e per 1 milione di euro per variazione del perimetro di consolidamento.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 17 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2021 e riguardano:

- maggiori ammortamenti per 1 milione di euro derivanti dal consolidamento delle società 3 New & Partners e 4NEW acquisite nel corso del primo semestre 2022;
- maggiori ammortamenti per 4 milioni di euro riferiti al consolidamento, a partire dall'esercizio 2021, di Agripower, Octopus e TecnoA;
- maggiori ammortamenti per 1 milione di euro per diritti d'uso;
- maggiori ammortamenti per 1 milione di euro a seguito dei maggiori conferimenti di rifiuti nelle discariche di A2A Ambiente S.p.A.;
- maggiori ammortamenti per 3 milioni di euro relativi al piano disinvestimenti dei pannelli fotovoltaici degli impianti di Sermide e Chivasso;
- maggiori ammortamenti per 1 milione di euro correlati al piano disinvestimenti relativi agli asset dell'impianto di trattamento e deposito Linea 1 Temoultizzatore di Parona;
- maggiori ammortamenti per 6 milioni di euro riferiti principalmente agli investimenti entrati in produzione successivamente al 30 giugno 2021.

Gli "Accantonamenti per rischi" presentano un effetto netto positivo pari a 24 milioni di euro (effetto netto pari a 2 milioni di euro al 30 giugno 2021) dovuto alle eccedenze per 46 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere ed al rilascio di fondi spese chiusura e post-chiusura su discariche e decommissioning, rettificate dagli accantonamenti del periodo per 22 milioni di euro.

Le eccedenze di fondi rischi ammontano a 46 milioni di euro e si riferiscono per 41 milioni di euro al rilascio di fondi spese chiusura e post-chiusura su discariche e decommissioning, per 3 milioni di euro al rilascio di fondi per contenziosi legali e contenziosi del personale, per 1 milione di euro al rilascio di fondi per sovraccanoni di derivazione idroelettrica e ad altri rilasci per 1 milione di euro.

Gli accantonamenti del periodo, pari a 22 milioni di euro, hanno riguardato per 19 milioni di euro l'accantonamento per canoni di derivazione d'acqua pubblica, per 1 milione di euro accantonamenti a fondi fiscali e per 2 milioni di euro altri accantonamenti per contenziosi in essere.

Per maggiori informazioni si rimanda alla nota 20) Fondi rischi, oneri e passività per discariche.

L'"Accantonamento per rischi su crediti" presenta un valore di 46 milioni di euro (10 milioni di euro al 30 giugno 2021) determinato dall'accantonamento del periodo.

31) Risultato operativo netto

Il "Risultato operativo netto" risulta pari a 335 milioni di euro (356 milioni di euro al 30 giugno 2021).

32) Risultato da transazioni non ricorrenti

Il "Risultato da transazioni non ricorrenti" risulta pari a 157 milioni di euro (negativo per 1 milione di euro al 30 giugno 2021) e si riferisce alla plusvalenza derivante dalla cessione di tre immobili siti a Milano avvenuta nel mese di febbraio 2022.

33) Gestione finanziaria

La "Gestione finanziaria" presenta un saldo negativo di 30 milioni di euro (negativo per 26 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Gestione finanziaria milioni di euro	30 06 2022	30 06 2021	Variazione	% giugno 2022/2021
Proventi finanziari	16	10	6	60,0%
Oneri finanziari	(48)	(39)	(9)	23,1%
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	2	3	(1)	(33,3%)
Totale gestione finanziaria	(30)	(26)	(4)	15,4%

I "Proventi finanziari" ammontano a 16 milioni di euro (10 milioni di euro al 30 giugno 2021) e sono così composti:

Proventi finanziari milioni di euro	30 06 2022	30 06 2021	Variazione	% giugno 2022/2021
Realized su derivati finanziari	2	-	2	n.s.
Plusvalenze da alienazione di attività finanziarie	-	2	(2)	n.s.
Altri proventi finanziari di cui:	14	8	6	75,0%
- Proventi finanziari verso Comune di Brescia (IFRIC 12)	5	3	2	66,7%
- Utili su cambi	1	1	-	0,0%
- Altri proventi	8	4	4	100,0%
Totale proventi finanziari	16	10	6	60,0%

Gli "Oneri finanziari", che ammontano a 48 milioni di euro presentano un incremento di 9 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2021 e sono così composti:

Oneri finanziari milioni di euro	30 06 2022	30 06 2021	Variazione	% giugno 2022/2021
Interessi su prestiti obbligazionari	28	30	(2)	(6,7%)
Interessi verso istituti di credito	5	3	2	66,7%
Realized su derivati finanziari	1	1	-	0,0%
Oneri da Decommissioning	3	1	2	n.s.
Altri oneri finanziari di cui:	12	4	8	n.s.
- Oneri di attualizzazione	4	1	3	n.s.
- Oneri finanziari (IFRS 16)	1	1	-	0,0%
- Oneri finanziari (IFRIC 12)	2	1	1	100,0%
- Perdite su cambi	1	1	-	0,0%
- Altri oneri	3	-	3	n.s.
Totale oneri finanziari al lordo delle capitalizzazioni	48	39	9	23,1%
Oneri finanziari capitalizzati	-	-	-	-
Totale oneri finanziari	48	39	9	23,1%

La diminuzione degli interessi su prestiti obbligazionari pari a 2 milioni di euro è essenzialmente riconducibile al rifinanziamento di obbligazioni scadute con emissione di nuovi bond a tassi inferiori.

La valutazione secondo il metodo del Patrimonio netto delle partecipazioni risulta pari a 2 milioni di euro (3 milioni di euro al 30 giugno 2021) ed è riconducibile principalmente alla valutazione positiva delle partecipazioni detenute in alcune società collegate.

34) Oneri per imposte sui redditi

Gli "Oneri per imposte sui redditi" nel periodo in esame sono risultati pari a 143 milioni di euro (-41 milioni di euro al 30 giugno 2021) e rilevano:

- 143 milioni di euro di imposte del periodo;
- 9 milioni di euro di imposte per effetto del D.L. 21/2022 (cd. «Decreto taglia prezzi»);
- rimborso imposte esercizi precedenti per 9 milioni di euro.

Si evidenzia che in occasione della chiusura semestrale 2022 il Gruppo A2A ha ritenuto di stimare le imposte di periodo per tutte le società del Gruppo adottando il criterio del tax rate sulla base della migliore stima dell'aliquota media ponderata del Gruppo attesa per l'intero anno.

Si segnala che il corrispondente periodo del precedente esercizio, in cui la voce per imposte sui redditi era pari a -41 milioni di euro, recepiva il rilascio di imposte differite passive in seguito all'opzione di riallineamento di cui al D.L. 104/2020, esercitata da alcune società del Gruppo, che ha consentito di riallineare le differenze tra maggiori valori civilistici e minori valori fiscali su beni materiali e la conseguente deduzione dei maggiori ammortamenti fiscali a partire dall'esercizio in corso, nonché il rilascio di una parte di imposte anticipate Irap in quanto il Gruppo ha ritenuto non ragionevole la loro recuperabilità; l'impatto del rilascio delle imposte differite/anticipate è risultato pari a 168 milioni di euro mentre l'iscrizione di un'imposta sostitutiva a seguito all'opzione di riallineamento di cui al D.L. 104/2020 è risultata pari a 23 milioni di euro.

35) Risultato netto da attività operative cedute/destinate alla vendita

Il "Risultato netto da attività operative cedute/destinate alla vendita" risulta pari a 36 milioni di euro (nessun valore al 30 giugno 2021) e si riferisce principalmente alla plusvalenza relativa alla cessione di alcuni assets inerenti la distribuzione gas riferiti ad ATEM ritenuti non strategici per il Gruppo.

36) Risultato di pertinenza di terzi

Il "Risultato di pertinenza di terzi" risulta negativo per il Gruppo per 27 milioni di euro e comprende principalmente la quota di competenza di terzi del Gruppo ACSM-AGAM e del Gruppo AEB. Nel corrispondente periodo del precedente esercizio la posta presentava un saldo negativo per il Gruppo per 30 milioni di euro.

37) Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo

Il "Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo" risulta positivo e pari a 328 milioni di euro (positivo per 340 milioni di euro al 30 giugno 2021).

5.13 Risultato per azione

38) Risultato per azione

	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021
Utile (perdita) per azione (in euro)		
- di base	0,1049	0,1097
- di base da attività in funzionamento	0,0934	0,1097
- di base da attività destinate alla vendita	0,0115	-
- diluito	0,1049	0,1097
- diluito da attività in funzionamento	0,0934	0,1097
- diluito da attività destinate alla vendita	0,0115	-
Numeri medio ponderato delle azioni in circolazione ai fini del calcolo dell'utile (perdita) per azione		
- di base	3.132.905.277	3.100.891.752
- diluito	3.132.905.277	3.100.891.752

5.14 Nota sui rapporti con le parti correlate

39) Nota sui rapporti con le parti correlate

Devono ritenersi "parti correlate" quelle indicate dal principio contabile internazionale concernente l'informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate (IAS 24 revised).

Rapporti con gli Enti controllanti e con le imprese controllate da questi ultimi

I Comuni di Milano e Brescia hanno sottoscritto in data 5 ottobre 2007 il Patto parasociale che disciplina gli assetti proprietari di A2A S.p.A., dando luogo a un controllo congiunto paritetico dei Comuni sulla società.

Nello specifico, pertanto, l'operazione di fusione in vigore a partire dal 1° gennaio 2008, a prescindere dalla struttura legale seguita, risultava nella realizzazione di una joint venture, il cui controllo congiunto era esercitato dal Comune di Brescia e dal Comune di Milano, che detenevano ciascuno una partecipazione pari al 27,5%.

In data 13 giugno 2014 l'Assemblea degli Azionisti ha modificato il sistema di governance della società passando dall'originario sistema dualistico, adottato dal 2007, ad un sistema di amministrazione e controllo cd. "tradizionale" mediante la nomina del Consiglio di Amministrazione.

Nel corso del mese di dicembre 2014 il Comune di Milano e il Comune di Brescia hanno venduto una quota azionaria complessiva di A2A S.p.A. pari allo 0,51%, mentre nel corso dei primi due mesi dell'esercizio 2015 il Comune di Milano e il Comune di Brescia hanno venduto una ulteriore quota azionaria di A2A S.p.A. pari al 4,5%.

In data 4 ottobre 2016 i Comuni di Milano e di Brescia hanno rinnovato per un ulteriore triennio, con decorrenza dal 1° gennaio 2017, il Patto parasociale sottoscritto in data 30 dicembre 2013, avente ad oggetto n. 1.566.452.642 azioni ordinarie rappresentative del 50% più due azioni del capitale sociale di A2A S.p.A.. In data 20 maggio 2016 i due Comuni avevano proceduto a sottoscrivere un'appendice al Patto che prevedeva di accorciare da sei mesi a tre mesi il termine della scadenza dell'accordo entro il quale è possibile disdettare lo stesso.

In data 26 ottobre 2016 il Comune di Milano ha ricevuto da parte del Comune di Brescia la proposta, approvata dalla Giunta del predetto Comune in data 25 ottobre 2016, di modificare parzialmente gli accordi parasociali relativi ad A2A S.p.A. esistenti tra i due Comuni. Tale proposta prevede in particolare l'impegno dei due Comuni a mantenere sindacato e vincolato, nel nuovo patto, un numero di azioni, detenute in misura paritetica dagli stessi, complessivamente pari al 42% del capitale sociale di A2A S.p.A.. In data 4 novembre 2016 la Giunta del Comune di Milano, dopo avere esaminato favorevolmente la proposta del Comune di Brescia di una parziale modifica del Patto parasociale, ha sottoposto al Consiglio comunale la proposta del nuovo Patto parasociale per le determinazioni finali di competenza.

In data 23 gennaio 2017 il Consiglio comunale di Milano ha approvato il nuovo Patto parasociale tra il Comune di Milano e il Comune di Brescia in merito alla partecipazione detenuta in A2A S.p.A. e ha fatto proprio l'impegno di non procedere all'alienazione di alcuna delle quote di proprietà del Comune di Milano.

In data 2 agosto 2019, il Comune di Milano, anche per conto del Comune di Brescia, ha comunicato che il predetto Patto parasociale non è stato oggetto di disdetta conseguentemente l'accordo deve intendersi rinnovato con decorrenza dal 1° febbraio 2020 al 31 gennaio 2023.

Alla data di approvazione della presente Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2022 i due azionisti detengono una quota partecipativa pari al 50% più due azioni che consente alle due municipalità di mantenere il controllo sulla società.

Tra le società del Gruppo A2A ed i Comuni di Milano e Brescia intercorrono rapporti di natura commerciale relativi alla fornitura di energia elettrica, gas, calore e acqua potabile, ai servizi di gestione degli impianti di illuminazione pubblica e semaforici, ai servizi di gestione degli impianti di depurazione e fognatura, ai servizi di raccolta e spazzamento, nonché ai servizi di videosorveglianza.

Analogamente le società del Gruppo A2A intrattengono rapporti di natura commerciale con le società controllate direttamente ed indirettamente dai Comuni di Milano e Brescia, quali a titolo esemplificativo Metropolitana Milanese S.p.A., ATM S.p.A., Brescia Mobilità S.p.A., Brescia Trasporti S.p.A. e Centrale del Latte di Brescia S.p.A., fornendo alle stesse energia elettrica, gas, calore e servizi di fognatura e depurazione alle medesime tariffe vigenti sul mercato adeguate alle condizioni di fornitura e svolgendo le prestazioni dei servizi richiesti dalle stesse. Si sottolinea che tali società sono state considerate come parti correlate nella predisposizione dei prospetti riepilogativi ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010.

I rapporti tra i Comuni di Milano e Brescia e il Gruppo A2A, relativi all'affidamento dei servizi connessi all'illuminazione pubblica, ai semafori, alla gestione e distribuzione di energia elettrica, gas, calore e servizi di fognatura e depurazione, sono regolati da apposite convenzioni e da specifici contratti.

I rapporti intercorsi con i soggetti controllati dai Comuni di Milano e Brescia, che si riferiscono alla fornitura di energia elettrica, sono gestiti a normali condizioni di mercato.

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

Il 12 aprile 2017 Amsa S.p.A., società controllata da A2A S.p.A., in esecuzione dell'originario affidamento disposto nel 2001, ha sottoscritto con il Comune di Milano un contratto per la gestione dei servizi preordinati alla tutela ambientale per il periodo 1° gennaio 2017-8 febbraio 2021; successivamente alla pubblicazione della prima gara annullata dal comune in considerazione dei ricorsi notificati e della seconda gara ancora in corso, l'affidamento è stato prorogato fino al 30 aprile 2023.

La gara ora in corso è stata pubblicata in data 30 dicembre 2021; è una gara europea a procedura aperta per l'appalto di affidamento del servizio di gestione dei rifiuti urbani con ridotto impatto ambientale in un'ottica di ciclo di vita, ai sensi del piano di azione per la sostenibilità ambientale dei consumi nel settore della pubblica amministrazione (pan gpp) e del decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 13 febbraio 2014.

L'originaria data di presentazione delle offerte, originariamente fissata al termine dell'11 luglio 2022 a seguito delle ordinanze del TAR e del Consiglio di Stato che hanno valutato in sede cautelare i ricorsi notificati da due operatori economici, è stata posticipata al 19 settembre 2022 con divieto di aggiudicazione fino alla conclusione dei giudizi di merito.

Il TAR Lombardia, Milano, Sezione I, ha fissato l'udienza pubblica del 9 novembre 2022 per la trattazione del merito dei due ricorsi.

Amsa sta predisponendo la documentazione di offerta.

Rapporti con le società controllate e collegate

La capogruppo A2A S.p.A. opera come tesoreria centralizzata per la maggioranza delle società controllate. I rapporti tra le società sono regolati attraverso conti correnti, intrattenuti tra la controllante e le controllate su cui si applicano tassi, a condizioni di mercato, a base variabile Euribor, con specifici spread per società. Anche per l'anno 2021 A2A S.p.A. e le società controllate hanno adottato la procedura dell'IVA di Gruppo.

Ai fini dell'IRES, A2A S.p.A. ha aderito al cd. "consolidato nazionale" di cui agli articoli da 117 a 129 del DPR 917/86 con le principali società controllate. A tal fine, con ciascuna società controllata aderente è stato stipulato un apposito contratto per la regolamentazione dei vantaggi/svantaggi fiscali trasferiti, con specifico riferimento alle poste correnti. Tali contratti disciplinano anche il trasferimento di eventuali eccedenze di ROL come previsto dalla normativa vigente.

La capogruppo fornisce alle società controllate e collegate servizi di natura amministrativa, fiscale, legale, direzionale e tecnica al fine di ottimizzare le risorse disponibili nell'ambito della società stessa e per utilizzare in modo ottimale il know-how esistente in una logica di convenienza economica. Tali prestazioni sono regolate da appositi contratti di servizio stipulati annualmente. A2A S.p.A. mette inoltre a disposizione delle proprie controllate e delle collegate, presso proprie sedi, spazi per uffici e aree operative, nonché i servizi relativi al loro utilizzo, a condizioni di mercato.

Le società A2A gencogas S.p.A. e A2A Energiefuture S.p.A., a fronte di un corrispettivo mensile correlato alla effettiva disponibilità degli impianti termoelettrici, offrono alla capogruppo il servizio di generazione elettrica.

A partire dal 1° luglio 2018 sono evidenziati come Parti Correlate i rapporti economici e patrimoniali che il Gruppo ACSM-AGAM detiene verso le Parti Correlate del Gruppo A2A.

A partire dal 1° novembre 2020 sono evidenziati come Parti Correlate i rapporti economici e patrimoniali che il Gruppo AEB detiene verso le Parti Correlate del Gruppo A2A.

Si evidenzia infine che in ottemperanza alle previsioni del "Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate" adottato dalla Consob con Delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successivamente modificato con Delibera n. 17389 del 23 giugno 2010, il Consiglio di Gestione, con delibera in data 11 novembre 2010, ha approvato, previo parere favorevole del Comitato per il Controllo Interno, la prescritta Procedura al fine di individuare le regole e i presidi volti ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate poste in essere da A2A S.p.A. direttamente ovvero per il tramite di società controllate. La predetta Procedura è stata applicata con decorrenza 1° gennaio 2011 e successivamente modificata in data 1° agosto 2012, 7 novembre e 18 dicembre 2013 e 22 giugno 2015.

In esito ad una revisione periodica, la Procedura è stata in seguito modificata/integrata e approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 20 giugno 2016, previo parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi e poi aggiornata in data 22 giugno 2017, a fronte della delibera Consob n. 19925 del 22 marzo 2017 e in data 16 dicembre 2019, a fronte delle modifiche all'art. 192-quinquies del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 ("TUF") (art. 4 del D.Lgs. 10 maggio 2019, n. 49).

Da ultimo, con delibera del Consiglio di Amministrazione in data 25 giugno 2021, previo parere favorevole del Comitato Parti Correlate istituito con delibera consiliare del 13 maggio 2021, la Procedura è stata modificata – con effetto dal 1° luglio 2021 – per adeguamento al Regolamento Parti Correlate, così come modificato con Delibera Consob n. 21624 del 10 dicembre 2020, in attuazione della Direttiva cosiddetta "Shareholders' Rights II". La predetta Procedura è rinvenibile sul sito internet www.a2a.eu.

Di seguito vengono riportati i prospetti riepilogativi dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010:

Situazione patrimoniale-finanziaria milioni di euro	Totale 30 06 2022	Di cui verso parti correlate								
		Imprese collegate e controllate delle collegate	Imprese correlate	Comune di Milano	Controllate dirette e indirette Comune di Milano	Comune di Brescia	Controllate dirette e indirette Comune di Brescia	Personne fisiche correlate	Totale parti correlate	Incidenza % sulla voce di bilancio
TOTALE ATTIVITÀ DI CUI:	23.251	18	293	70	16	17	-	-	414	1,8%
Attività non correnti	9.830	2	278	-	-	4	-	-	284	2,9%
Partecipazioni	272	2	266						268	98,5%
Altre attività finanziarie non correnti	71		12			4			16	22,5%
Attività correnti	13.421	16	15	70	16	13	-	-	130	1,0%
Crediti commerciali	3.390	16	2	70	16	12	-	-	116	3,4%
Altre attività correnti	7.987		13						13	0,2%
Attività finanziarie correnti	12					1			1	8,3%
TOTALE PASSIVITÀ DI CUI:	18.756	42	1	1	2	7	-	-	53	0,3%
Passività correnti	11.943	42	1	1	2	7	-	-	53	0,4%
Debiti commerciali	3.329	37	1	1	2	7	-	-	48	1,4%
Altre passività correnti	7.993	5							5	0,1%

Conto economico milioni di euro	Totale 30 06 2022	Di cui verso parti correlate								
		Imprese collegate e controllate delle collegate	Imprese correlate	Comune di Milano	Controllate dirette e indirette Comune di Milano	Comune di Brescia	Controllate dirette e indirette Comune di Brescia	Personne fisiche correlate	Totale parti correlate	Incidenza % sulla voce di bilancio
RICAVI	9.788	22	17	167	49	21	1	-	277	2,8%
Ricavi di vendita e prestazioni	9.691	22	17	167	49	21	1	-	277	2,9%
COSTI OPERATIVI	8.699	29	1	3	7	4	-	-	44	0,5%
Costi per materie prime e servizi	8.543	2	1		7	-			10	0,1%
Altri costi operativi	156	27		3		4			34	21,8%
COSTI PER IL PERSONALE	381						1	1	0,3%	
GESTIONE FINANZIARIA	(30)	-	2	-	-	5	-	-	7	(23,3%)
Proventi finanziari	16					5			5	31,3%
Quota dei proventi e oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	2		2						2	100,0%

Nella sezione "Prospetti contabili consolidati" del presente fascicolo sono riportati i prospetti completi ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010.

Si segnala che nel corso del semestre il Gruppo A2A ha erogato, per complessivi 1,5 milioni di euro, contributi alle fondazioni che sono state inserite su base volontaria tra le parti correlate. Nello specifico si tratta di: Fondazione AEM, Fondazione ASM, Comitato Banco dell'Energia Onlus, Fondazione Teatro alla Scala e Fondazione Brescia Musei.

* * *

Relativamente ai compensi percepiti dagli organi di governo societario si rimanda allo specifico fascicolo "Relazione sulla remunerazione – 2022" disponibile sul sito www.a2a.eu.

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebитamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

5.15 Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

40) Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Nel corso del mese di febbraio si è conclusa la vendita di tre immobili siti in Milano, classificati nella voce “Attività non correnti destinate alla vendita” al 31 dicembre 2021, il cui effetto economico è iscritto alla voce “Risultato da transazioni non ricorrenti”.

Nel mese di aprile il Gruppo ha perfezionato il closing della vendita di alcuni assets inerenti la distribuzione gas riferiti ad ATEM ritenuti non strategici. Il perimetro di attività oggetto dell'operazione comprende circa 157 mila utenti, distribuiti in 8 Regioni d'Italia, facenti parte di 24 ATEM, per circa 2.800 km di rete. L'effetto economico di tale operazione è iscritto alla voce “Risultato netto da attività operative cedute/destinate alla vendita”.

5.16 Garanzie ed impegni con terzi

milioni di euro	30 06 2022	31 12 2021
Garanzie ricevute	923	966
Garanzie prestate	2.289	1.509

Garanzie ricevute

L'entità delle garanzie ricevute è pari a 923 milioni di euro (966 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e sono costituite per 366 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni rilasciate dalle imprese appaltatrici a fronte della corretta esecuzione dei lavori assegnati e per 506 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni ricevute da clienti a garanzia della regolarità dei pagamenti, nonché a garanzie ricevute dal Gruppo ACSM-AGAM per 42 milioni di euro e a garanzie ricevute dal Gruppo AEB per 9 milioni di euro.

Garanzie prestate ed impegni con terzi

L'entità delle garanzie prestate è pari a 2.289 milioni di euro (1.509 milioni di euro al 31 dicembre 2021), di cui 100 milioni di euro a fronte di obblighi assunti in contratti di finanziamento. Detto importo è costituito da garanzie rilasciate da banche per 1.319 milioni di euro, da assicurazioni per 55 milioni di euro e dalla capogruppo A2A S.p.A., quali parent company guarantee, per 774 milioni di euro, nonché da garanzie prestate dal Gruppo ACSM-AGAM, per 88 milioni di euro, e a garanzie prestate dal Gruppo AEB, per 53 milioni di euro.

* * *

Si segnala che le società del Gruppo hanno in concessione beni di terzi, relativi principalmente al ciclo idrico integrato, il cui valore originario ammonta a 66 milioni di euro.

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

5.17 Altre informazioni

1) Operazioni IFRS 3 revised

Nel corso del 2022 il Gruppo A2A ha perfezionato le seguenti operazioni di acquisizione di partecipazioni, che rientrano nei dettami dell'IFRS3:

- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. del 100% di 4NEW S.r.l. e di 3 New & Partners S.r.l. con conseguente consolidamento integrale di 11 società; A2A Rinnovabili S.p.A. ha inoltre acquisito direttamente il 49% di Daunia Calvello S.r.l. e il 30% di Daunia Serracapriola S.r.l. consolidate a equity. In trasparenza il Gruppo detiene il 74,5% di Daunia Calvello S.r.l. e il 65% di Daunia Serracapriola S.r.l., tramite la collegata Daunia Wind S.r.l., ma non consolida integralmente le due società in quanto non sussistono i presupposti di controllo come previsto dall'IFRS 10;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. del 100% di Volta Green Energy S.r.l. e del 60% di R2R S.r.l. con conseguente consolidamento integrale di 7 società.

Le operazioni sopra sintetizzate sono classificabili come business combination ai sensi del principio internazionale IFRS 3 "Aggregazioni aziendali"; il Gruppo ha proceduto a consolidare integralmente le società, mediante l'applicazione dell'acquisition method previsto dall'IFRS 3, in virtù del controllo ottenuto sulle entità acquisite.

L'IFRS 3 stabilisce che tutte le aggregazioni aziendali devono essere contabilizzate, entro dodici mesi dall'acquisizione, applicando il metodo dell'acquisto. L'acquirente, pertanto, rileva tutte le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisto ai relativi fair value alla data di acquisizione ed evidenzia l'eventuale iscrizione di un avviamento.

Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a Conto economico al momento del relativo sostentimento. Alla data di acquisizione del controllo, il Patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscono un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a Conto economico.

Business combinations Gruppo Rinnovabili

Nel mese di marzo 2022, A2A Rinnovabili S.p.A. ha perfezionato l'acquisizione del 100% del Gruppo Volta Green Energy S.r.l. e del 60% di R2R S.r.l.. L'operazione di acquisizione è stata conclusa per un valore di 22 milioni di euro di acquisto quote partecipazioni generando un avviamento pari a 19,4 milioni di euro che sarà allocato con il processo di Purchase Price Allocation nei tempi previsti dall'IFRS 3. Il prezzo è stato interamente regolato al closing dell'operazione.

Nel mese di giugno 2022, A2A Rinnovabili ha perfezionato l'acquisizione del 100% di 4NEW S.r.l. e di 3 New & Partners S.r.l..

L'operazione si è perfezionata per un controvalore pari a 391,2 milioni di euro, per acquisto quote partecipazioni e 2,6 milioni di euro per subentro finanziamento ex soci interamente pagati al closing ed ha generato un avviamento pari 77,2 milioni di euro che sarà allocato con il processo di Purchase Price Allocation nei tempi previsti dall'IFRS 3.

2) Gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo A2A opera nel mercato dell'energia elettrica, del gas naturale e del teleriscaldamento e, nell'esercizio della sua attività, è esposto a diversi rischi finanziari:

- a) rischio commodity;
- b) rischio di tasso di interesse;
- c) rischio tasso di cambio non connesso a commodity;
- d) rischio di liquidità;
- e) rischio di credito;
- f) rischio equity;
- g) rischio di default e non rispetto covenants.

Il rischio prezzo delle commodities, connesso alla volatilità dei prezzi delle commodities energetiche (gas, elettricità, olio combustibile, carbone, ecc.) e dei certificati ambientali (diritti di emissione EUA/ETS, certificati bianchi, ecc.) consiste nei possibili effetti negativi che la variazione del prezzo di mercato di una o più commodities possono determinare sui flussi di cassa e sulle prospettive di reddito della società, incluso il rischio tasso di cambio relativo alle commodities stesse.

Il rischio di tasso di interesse è il rischio dell'incremento dei costi finanziari per effetto di una variazione sfavorevole dei tassi di interesse.

Il rischio tasso di cambio non connesso a commodity è il rischio di maggiori costi o minori ricavi derivanti da una variazione sfavorevole dei tassi di cambio fra le valute.

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie non siano sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti.

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti commerciali, di trading e finanziarie.

Il rischio equity è il rischio legato alla possibilità di conseguire perdite economiche in base ad una variazione sfavorevole del prezzo delle azioni.

Il rischio di default e non rispetto covenants attiene alla possibilità che i contratti di finanziamento o i regolamenti dei prestiti obbligazionari, in capo ad una o più società del Gruppo, contengano disposizioni che legittimano le controparti, siano esse banche o detentori di obbligazioni, a chiedere al debitore, al verificarsi di determinati eventi, l'immediato rimborso delle somme prestate.

Di seguito si evidenzia il dettaglio dei rischi cui il Gruppo A2A è esposto.

a. Rischio commodity

a.1) Rischio di prezzo delle commodities e del tasso di cambio connesso all'attività in commodities

Il Gruppo è esposto al rischio prezzo, ivi compreso il relativo rischio tasso di cambio, su tutte le commodities energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, calore, carbone, olio combustibile e certificati ambientali; i risultati economici relativi alle attività di produzione, acquisto e vendita risentono delle relative fluttuazioni dei prezzi. Tali fluttuazioni agiscono tanto direttamente quanto indirettamente attraverso formule e indicizzazioni presenti nelle strutture di pricing.

Per stabilizzare i flussi di cassa e per garantire l'equilibrio economico e finanziario del Gruppo, A2A S.p.A. si è dotata di una Energy Risk Policy che definisce chiare linee guida per la gestione ed il controllo dei rischi sopramenzionati e che recepisce le indicazioni del Committee of Chief Risk Officers Organizational Independence and Governance Working Group ("CCRO") e del Group on Risk Management di Eurelectric. Sono stati presi a riferimento, inoltre, gli accordi del Comitato di Basilea per la vigilanza bancaria e le prescrizioni sancite dai principi contabili internazionali riferiti alle modalità di rilevazione, sulle poste di Conto economico e sulla Situazione patrimoniale-finanziaria, della volatilità dei prezzi delle commodities e dei derivati finanziari.

Nel Gruppo A2A la valutazione del rischio in oggetto è centralizzata in capo alla holding, che ha istituito, all'interno della Struttura Organizzativa Amministrazione, Finanza e Controllo, l'Unità Organizzativa di Group Risk Management con il compito di gestire e monitorare il rischio mercato e di commodity, di elaborare e valutare i prodotti energetici strutturati, di proporre strategie di copertura finanziaria del rischio energetico, nonché di supportare i vertici aziendali nella definizione di politiche di Energy Risk Management di Gruppo.

Annualmente il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. definisce i limiti di rischio commodity del Gruppo, approvando la proposta di PaR e VaR (elaborata in sede di Comitato Rischi) in concomitanza con l'approvazione del Budget/Piano Industriale; Group Risk Management vigila sul rispetto di tali limiti e propone ai vertici aziendali le strategie di copertura volte a riportare il rischio entro i limiti definiti ove questi vengano superati.

Il perimetro delle attività soggette al controllo del rischio riguarda il portafoglio costituito da tutte le posizioni sul mercato fisico dei prodotti energetici sia in acquisto/produzione che in vendita e da tutte le posizioni sul mercato dei derivati energetici delle società appartenenti al Gruppo.

Ai fini del monitoraggio dei rischi vengono segregati e gestiti in modo differente il Portafoglio Industriale da quello di Trading. In particolare, si definisce Portafoglio Industriale l'insieme dei contratti sia fisici che finanziari direttamente connessi all'attività industriale del Gruppo, ossia che hanno come obiettivo la valorizzazione della capacità produttiva anche attraverso l'attività di commercializzazione all'ingrosso e al dettaglio di gas, energia elettrica e calore.

Il Portafoglio di Trading è costituito dall'insieme di tutti quei contratti, sia fisici che finanziari, sottoscritti con la finalità di ottenere un profitto aggiuntivo rispetto a quello ottenibile dall'attività industriale, ossia di tutti quei contratti che pur accessori all'attività industriale non sono strettamente necessari alla stessa. Al fine di individuare l'attività di Trading, il Gruppo A2A si attiene alla Direttiva Capital Adequacy ed alla definizione di attività "held for trading", come da Principio Contabile Internazionale IFRS 9, che definisce tali le attività finalizzate a conseguire un profitto dalla variazione a breve termine nei prezzi e nei margini di mercato, senza scopo di copertura, e destinate a generare un portafoglio ad elevato turnover.

Data quindi la diversa finalità, i due Portafogli sono segregati e monitorati separatamente con strumenti

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrateve alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrateve alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

e limiti specifici. In particolare, le attività di Trading sono soggette ad apposite procedure operative di controllo e gestione dei rischi, declinate nei Deal Life Cycle.

I vertici aziendali vengono aggiornati sistematicamente sull'evoluzione del rischio commodity del Gruppo dall'Unità Organizzativa Group Risk Management che controlla l'esposizione netta, calcolata centralmente, sull'intero portafoglio di asset e di contratti e monitora il livello complessivo di rischio economico assunto dal Portafoglio Industriale e dal Portafoglio di Trading (Profit at Risk - PaR, Value at Risk - VaR, Stop Loss).

a.2) Strumenti derivati su commodity, analisi delle operazioni

Derivati del Portafoglio Industriale definibili di Copertura

L'attività di copertura dal rischio prezzo attraverso l'utilizzo di strumenti finanziari derivati è finalizzata alla protezione dalla volatilità del prezzo dell'energia elettrica sul mercato di Borsa (IPEX-EEX), alla stabilizzazione dei margini di vendita dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso con particolare attenzione alle vendite ed agli acquisti a prezzo fisso ed alla stabilizzazione delle differenze di prezzo derivanti dalle diverse indicizzazioni del prezzo del gas e dell'energia elettrica. A tal fine, nel corso dell'esercizio, sono stati conclusi contratti di copertura sui contratti di acquisto e vendita di energia elettrica e contratti di copertura del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto di energia elettrica tra le zone del mercato IPEX (cd. contratti CCC); sono stati inoltre conclusi contratti di copertura relativi alla compravendita di gas con la finalità di proteggere i margini e contestualmente mantenere il profilo di rischio entro i limiti definiti sulla base di quanto stabilito dalla Energy Risk Policy di Gruppo.

Il Gruppo A2A, nell'ambito dell'ottimizzazione del portafoglio dei diritti di emissione di gas serra (vedi Direttiva 2003/87/CE), ha stipulato contratti Future sul prezzo di Borsa ICE ECX (European Climate Exchange). Queste operazioni si configurano contabilmente come operazioni di copertura nel caso di eccedenze/deficit di quote dimostrabili.

Il fair value al 30 giugno 2022 è pari a 200,0 milioni di euro (60,1 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Derivati del Portafoglio Industriale non definibili di Copertura

Sempre in un'ottica di ottimizzazione del Portafoglio Industriale, sono stati stipulati contratti Future sul prezzo di Borsa ICE ECX (European Climate Exchange). Queste operazioni non si configurano contabilmente come operazioni di copertura in quanto non sussistono i requisiti richiesti dai principi contabili.

Il fair value al 30 giugno 2022 è pari a 0,2 milioni di euro (0,3 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

Derivati del Portafoglio di Trading

Il Gruppo A2A ha stipulato, nell'ambito della sua attività di Trading, contratti Future sulle principali Borse europee dell'energia (EEX, ICE) e contratti Forward ed Option sul prezzo dell'energia elettrica con consegna in Italia e nei paesi limitrofi, quali Francia, Germania e Svizzera. Il Gruppo ha stipulato inoltre contratti Future sul prezzo di Borsa ICE ECX (European Climate Exchange). Sempre con riferimento all'attività di Trading, sono stati stipulati sia contratti Future che Forward sul prezzo di Borsa del gas (ICE-Endex, CEGH, PEGAS).

Il fair value al 30 giugno 2022 è pari a 64,8 milioni di euro (-31,6 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

a.3) Energy Derivatives, valutazione dei rischi dei derivati del Portafoglio Industriale

Per valutare l'impatto che le oscillazioni del prezzo di mercato del sottostante hanno sui derivati finanziari sottoscritti dal Gruppo A2A ascrivibili al Portafoglio Industriale, viene utilizzato lo strumento del PaR¹ o Profit at Risk, ossia la variazione del valore del portafoglio di strumenti finanziari derivati entro ipotesi di probabilità prestabilite per effetto di uno spostamento degli indici di mercato. Il PaR viene calcolato con il metodo Montecarlo (minimo 10.000 scenari) ed un livello di confidenza del 99% e prevede la simulazione di scenari per ogni driver di prezzo rilevante in funzione della volatilità e delle correlazioni ad essi associate utilizzando, come livello centrale, le curve forward di mercato alla data di Bilancio ove disponibili. Attraverso tale metodo, dopo aver ottenuto una distribuzione di probabilità associata alle variazioni di risultato dei contratti finanziari in essere, è possibile estrapolare la massima variazione attesa nell'arco temporale dato dall'esercizio contabile ad un prestabilito livello di probabilità. Sulla base della metodologia descritta, nell'arco temporale pari all'esercizio contabile ed in caso di movimenti estremi dei mercati, corrispondenti ad un intervallo di confidenza del 99% di probabilità, la variazione negativa attesa massima sui derivati in oggetto in essere al 30 giugno 2022 risulta pari a 291,182 milioni di euro (310,036 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

¹ Profit at Risk: misura statistica del massimo scostamento potenziale negativo del margine di un portafoglio di attività in caso di movimenti sfavorevoli dei mercati, in un dato orizzonte temporale e con un intervallo di confidenza definito.

Di seguito si riportano i risultati della simulazione con le variazioni massime associate:

milioni di euro	30 06 2022		31 12 2021	
	Worst case	Best case	Worst case	Best case
Profit at Risk (PaR)				
Livello di confidenza 99%	(291,182)	472,805	(310,036)	468,517

Il Gruppo A2A si attende, pertanto, con una probabilità del 99%, di non avere variazioni rispetto al fair value al 30 giugno 2022 superiori a 291,182 milioni di euro sull'intero portafoglio degli strumenti finanziari in essere, per effetto di eventuali oscillazioni avverse del prezzo delle commodities. Nel caso si manifestassero variazioni negative dei fair value sui derivati di copertura, tali variazioni sarebbero compensate dalle variazioni del sottostante fisico.

a.4) Energy Derivatives, valutazione dei rischi dei derivati del Portafoglio di Trading

Per valutare l'impatto che le oscillazioni dei prezzi di mercato del sottostante hanno sui derivati finanziari sottoscritti dal Gruppo A2A ascrivibili al Portafoglio di Trading, viene utilizzato lo strumento del VaR² o Value at Risk, ossia la variazione negativa del valore del portafoglio di strumenti finanziari derivati entro ipotesi di probabilità prestabilite per effetto di uno spostamento avverso degli indici di mercato. Il VaR viene calcolato con la metodologia RiskMetrics, in un periodo di riferimento (holding period) pari a 3 giorni e un livello di confidenza pari al 99%. Per i contratti per i quali non è possibile effettuare la stima giornaliera del VaR vengono utilizzate metodologie alternative quali il cd. stress test analysis. Sulla base della metodologia descritta, in caso di movimenti estremi dei mercati, corrispondenti ad un intervallo di confidenza del 99% di probabilità e con un periodo di riferimento pari a 3 giorni, la perdita attesa massima sui derivati in oggetto in essere al 30 giugno 2022 risulta pari a 2,215 milioni di euro (1,673 milioni di euro al 31 dicembre 2021). Al fine di garantire un monitoraggio più stretto dell'attività, vengono inoltre fissati per ogni anno dei limiti di VaR e di Stop Loss (somma algebrica di VaR, P&L Realized e P&L Unrealized).

Di seguito si riportano i risultati delle valutazioni:

milioni di euro	30 06 2022		31 12 2021	
	VaR	Stop Loss	VaR	Stop Loss
Livello di confidenza 99%, holding period 3 giorni	(2,215)	(2,215)	(1,673)	(1,673)

b. Rischio di tasso di interesse

La volatilità degli oneri finanziari associata all'andamento dei tassi di interesse viene monitorata e mitigata tramite una politica di gestione del rischio tasso volta all'individuazione di un mix equilibrato di finanziamenti a tasso fisso e a tasso variabile e l'utilizzo di strumenti derivati di copertura che limitino gli effetti delle fluttuazioni dei tassi di interesse.

Al 30 giugno 2022 il valore contabile e la tipologia del debito lordo sono riportati nella tabella seguente:

milioni di euro	30 06 2022			31 12 2021		
	Prima della copertura	Dopo la copertura	% dopo la copertura	Prima della copertura	Dopo la copertura	% dopo la copertura
A tasso fisso	4.604	4.793	77%	3.844	4.005	79%
A tasso variabile	1.600	1.411	23%	1.255	1.094	21%
Totale	6.204	6.204	100%	5.099	5.099	100%

² Value at Risk: misura statistica del massimo scostamento potenziale negativo del fair value di un portafoglio di attività in caso di movimenti sfavorevoli dei mercati, in un dato orizzonte temporale e con un intervallo di confidenza definito.

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Al 30 giugno 2022 gli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse sono i seguenti:

milioni di euro		30 06 2022		31 12 2021	
STRUMENTO DI COPERTURA	ATTIVITÀ COPERTA	Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
Collar	Finanziamenti a tasso variabile A2A	(0,7)	28,5	(1,6)	38,1
IRS	Finanziamenti a tasso variabile controllate	2,6	47,8	(0,1)	13,8
Totale		1,9	76,3	(1,7)	51,9

Con riferimento al trattamento contabile i derivati di copertura del rischio di tasso di interesse sono classificabili come segue:

TRATTAMENTO CONTABILE	TIPOLOGIA DERIVATI	ATTIVITÀ FINANZIARIE				PASSIVITÀ FINANZIARIE			
		NOZIONALE		FAIR VALUE		NOZIONALE		FAIR VALUE	
		al 30/06/2022	al 31/12/2021	al 30/06/2022	al 31/12/2021	al 30/06/2022	al 31/12/2021	al 30/06/2022	al 31/12/2021
Cash flow hedge	Collar	-	-	-	-	28,5	38,1	(0,7)	(1,6)
Cash flow hedge	IRS	-	-	-	-	47,8	13,8	2,6	(0,1)
Totale		-	-	-	-	76,3	51,9	1,9	(1,7)

I derivati su tasso di interesse esistenti al 30 giugno 2022 in Cash flow hedge si riferiscono ai seguenti finanziamenti:

Finanziamento	Derivato	Accounting
Finanziamento bancario a tasso variabile di A2A S.p.A. scadenza novembre 2023, debito residuo al 30 giugno 2022 di 28,6 milioni di euro.	Collar sul 100% dell'importo del finanziamento fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2022 il fair value è negativo per 0,7 milioni di euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. Il collar è in cash flow hedge con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.
Finanziamento bancario a tasso variabile di ACSM-AGAM scadenza dicembre 2025, debito residuo al 30 giugno 2022 di 7,8 milioni di euro.	IRS sul 100% dell'importo del finanziamento fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2022 il fair value è positivo per 0,3 milioni di euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. L'IRS è in cash flow hedge con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.
Finanziamento bancario a tasso variabile di ACSM-AGAM scadenza giugno 2023, debito residuo al 30 giugno 2022 di 2,0 milioni di euro.	IRS sul 100% dell'importo del finanziamento fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2022 il fair value è positivo per 5 mila euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. L'IRS è in cash flow hedge con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.
Finanziamento bancario a tasso variabile di VOLTA GREEN ENERGY scadenza dicembre 2026, debito residuo al 30 giugno 2022 di 1,2 milioni di euro.	IRS sul 100% dell'importo del finanziamento fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2022 il fair value è positivo per 43 mila euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. L'IRS è in cash flow hedge con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.
Finanziamento bancario a tasso variabile di LA CASTILLEJA ENERGIA scadenza dicembre 2034, debito residuo al 30 giugno 2034 di 30,3 milioni di euro.	IRS sul 75% dell'importo del finanziamento fino a dicembre 2030. Al 30 giugno 2022 il fair value è positivo per 2,3 milioni di euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. L'IRS è in cash flow hedge con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.
Finanziamento bancario a tasso variabile di SISTEMES ENERGETICS CONESA I scadenza giugno 2030, debito residuo al 30 giugno 2030 di 18,8 milioni di euro.	IRS sul 75% dell'importo del finanziamento fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2022 il fair value è negativo per 32 mila euro.	Il finanziamento è valutato a costo ammortizzato. L'IRS è in cash flow hedge con imputazione al 100% in apposita riserva del Patrimonio netto.

Il Gruppo A2A effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di interesse. In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul Patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati e la variazione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo non coperto. Tali scenari di mercato sono ottenuti mediante la traslazione parallela, in aumento e in diminuzione, della curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di chiusura del bilancio.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte sarebbe influenzato dalle variazioni nel livello dei tassi di interesse nel modo seguente:

milioni di euro	Effetto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Effetto a Patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	-50 bps	+50 bps	-50 bps	+50 bps
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo a tasso variabile dopo le coperture	0,2	(1,3)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	-	-	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati di copertura (escluso BCVA ex IFRS 13):				
Cash flow hedge	-	-	(1,0)	0,9
Fair value hedge	-	-	-	-

c. Rischio tasso di cambio non connesso a commodity

In relazione al rischio di cambio diverso da quello incluso nel prezzo delle commodities, si segnala che al 30 giugno 2022 esiste il seguente strumento di copertura:

milioni di euro	30 06 2022		31 12 2021	
	STRUMENTO DI COPERTURA	ATTIVITÀ COPERTA	Fair value	Nozionale
Cross Currency IRS	Prestito obbligazionario a tasso fisso in valuta estera	5,4	98,0	(9,0) 98,0
Totale		5,4	98,0	(9,0) 98,0

Con riferimento al trattamento contabile, si precisa che il derivato di copertura sopra indicato è in cash flow hedge, con imputazione integrale nella riserva di Patrimonio netto.

In particolare, il sottostante del derivato Cross Currency IRS si riferisce al prestito obbligazionario a tasso fisso di 14 miliardi di yen con scadenza 2036 bullet, emesso nel 2006.

Su tale finanziamento è stato stipulato, per tutta la durata dello stesso, un contratto di cross currency swap, trasformando il prestito e i relativi interessi da importi denominati in yen a importi denominati in euro.

Al 30 giugno 2022 il fair value della copertura è positivo per 5,4 milioni di euro.

Si evidenzia che il fair value e, di conseguenza, l'effetto sul Patrimonio netto migliorerebbe di 24,1 milioni di euro in caso di traslazione positiva del 10% della curva forward del cambio euro/yen con un apprezzamento dello yen, mentre peggiorerebbe di 12,2 milioni di euro in caso di traslazione negativa del 10% della curva forward del cambio euro/yen con un deprezzamento dello yen.

Tale sensitivity è calcolata allo scopo di determinare l'effetto della variazione della curva forward del tasso di cambio euro/yen sul fair value, a prescindere da eventuali impatti sull'aggiustamento imputabile al bCVA.

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

d. Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo non sia in grado di far fronte tempestivamente ai propri impegni o che sia in grado di farlo a condizioni economiche sfavorevoli.

Il profilo delle scadenze del debito lordo del Gruppo è di seguito riepilogato:

milioni di euro	Saldo contabile 30 06 2022	Quote con scadenza entro 12 mesi	Quote con scadenza oltre 12 mesi	Quote con scadenza entro il:				
				31 12 2023	31 12 2024	31 12 2025	31 12 2026	Oltre
Obbligazioni	4.293	30	4.263	600	299	595	-	2.769
Deb.fin.per diritti d'uso (*)	145	30	115	23	17	13	12	50
Finanziamenti bancari e da altri finanziatori	1.766	414	1.352	438	89	82	370	373
Totale	6.204	474	5.730	1.061	405	690	382	3.192

(*) compresi leasing finanziari.

La politica di gestione del rischio si realizza tramite (i) una strategia di gestione del debito diversificata per fonti di finanziamento e scadenze e (ii) il mantenimento di disponibilità finanziarie sufficienti a far fronte agli impegni programmati e a quelli inattesi su un determinato orizzonte temporale.

Al 30 giugno 2022 il Gruppo ha a disposizione un totale di 3.106 milioni di euro, così composto:

- (i) linee di credito revolving committed per 1.510 milioni di euro, di cui: a) 600 milioni di euro con scadenza 2023, b) 410 milioni di euro con scadenza 2025 e c) 500 milioni di euro con scadenza 2026, non utilizzate;
- (ii) finanziamenti BEI a lungo termine non ancora utilizzati, per un totale di 25 milioni di euro;
- (iii) disponibilità liquide per complessivi 1.571 milioni di euro, di cui 1.429 milioni di euro a livello di capogruppo.

Inoltre, A2A mantiene in essere un Programma di Emissioni Obbligazionarie (Euro Medium Term Note Programme) da 6 miliardi di euro, di cui 1.800 milioni di euro disponibili al 30 giugno 2022.

La tabella che segue analizza il worst case con riferimento alle passività finanziarie (esclusi i debiti per diritti d'uso e compresi i debiti commerciali), nella quale gli importi indicati sono flussi di cassa futuri, nominali e non scontati, determinati con riferimento alle residue scadenze contrattuali, per la quota in conto capitale e per la quota in conto interessi. Sono altresì inclusi i flussi nominali non scontati inerenti ai contratti derivati su tassi di interesse. Infine, le eventuali linee finanziarie a revoca utilizzate e i c/c passivi sono fatti scadere entro l'esercizio successivo.

30 06 2022 milioni di euro	1-3 MESI	4-12 MESI	OLTRE 12 MESI	TOTALE
Obbligazioni	10	59	4.645	4.714
Finanziamenti bancari e da altri finanziatori	231	167	1.462	1.860
Totale flussi finanziari	241	226	6.107	6.574
Debiti verso fornitori	500	129	7	636
Totale flussi commerciali	500	129	7	636

31 12 2021 milioni di euro	1-3 MESI	4-12 MESI	OLTRE 12 MESI	TOTALE
Obbligazioni	530	35	3.474	4.039
Finanziamenti bancari e da altri finanziatori	77	148	1.096	1.321
Totale flussi finanziari	607	183	4.570	5.360
Debiti verso fornitori	567	28	8	603
Totale flussi commerciali	567	28	8	603

e. Rischio credito

Il rischio di credito è connesso all'eventualità che una controparte, commerciale o di trading, sia inadempiente, ovvero non onori il proprio impegno nei modi e tempi previsti contrattualmente. Tale tipologia di rischio viene gestita dal Gruppo attraverso apposite procedure (Credit Policy, procedura Energy Risk Management) ed opportune azioni di mitigazione.

Il presidio di tale rischio viene effettuato sia dalla funzione di Credit Management allocata centralmente (e dalle corrispondenti funzioni delle società operative) che dall'Unità Organizzativa Group Risk Management che si occupa di supportare le società del Gruppo sia con riferimento alle attività commerciali che di trading. La mitigazione del rischio avviene tramite la valutazione preventiva del merito creditizio della controparte e la costante verifica del rispetto del limite di esposizione nonché attraverso richiesta di adeguate garanzie.

I tempi di pagamento applicati alla generalità della clientela prevedono diverse scadenze, secondo quanto previsto dalla normativa applicabile e nel rispetto degli standard di mercato. Nei casi di ritardato pagamento, in linea con le esplicite previsioni dei sottostanti contratti, si procede ad addebitare gli interessi di mora nella misura prevista dai contratti stessi o dalle vigenti leggi in materia (applicazione del tasso di mora ex D.Lgs. 231/2002).

I crediti commerciali sono esposti in bilancio al netto delle eventuali svalutazioni; si ritiene che il valore riportato esprima la corretta rappresentazione del valore di presunto realizzo del monte crediti commerciali. Per l'aging dei crediti commerciali si rimanda alla nota "Crediti commerciali".

f. Rischio equity

Al 30 giugno 2022 il Gruppo A2A non è esposto al rischio equity.

In particolare, si segnala che la capogruppo A2A S.p.A. al 30 giugno 2022 non detiene azioni proprie. Come disposto dagli IAS/IFRS le azioni proprie non costituiscono un rischio equity in quanto il loro costo di acquisto è portato in riduzione del Patrimonio netto e neppure in caso di cessione l'eventuale differenza positiva o negativa, rispetto al costo di acquisto, ha effetti sul Conto economico.

g. Rischio rispetto covenants

I prestiti obbligazionari, i finanziamenti, i leasing e le linee bancarie revolving committed presentano Terms and Conditions in linea con la prassi di mercato per ciascuna tipologia di strumenti. In particolare prevedono: (i) clausole di negative pledge per effetto delle quali la capogruppo si impegna a non costituire garanzie reali sui propri assets e su quelli delle sue controllate rilevanti (come definite di volta in volta nella documentazione), con la previsione di alcune eccezioni e di una soglia massima consentita specificatamente individuata; (ii) clausole di cross default/acceleration che comportano l'obbligo di rimborso immediato dei prestiti obbligazionari e dei finanziamenti al verificarsi di gravi inadempienze; (iii) clausole che prevedono l'obbligo di rimborso immediato nel caso di insolvenza o altre procedure concorsuali della capogruppo o di sue controllate rilevanti.

I prestiti obbligazionari includono (i) prestiti obbligazionari senior unsecured per 4.200 milioni nominali di euro (valore contabile al 30 giugno 2022 pari a 4.193 milioni di euro) emessi nell'ambito del Programma EMTN, che prevedono a favore degli investitori una Change of Control Put nel caso di mutamento di controllo della controllante che determini nei successivi 180 giorni un conseguente downgrade del rating a livello sub-investment grade (se entro tali 180 giorni il rating della società dovesse ritornare ad investment grade l'opzione non è esercitabile); (ii) un prestito obbligazionario privato in yen con scadenza 2036 di 98 milioni nominali di euro (valore contabile al 30 giugno 2022 pari a 101 milioni di euro) che prevede una clausola Put a favore dell'investitore nel caso in cui il rating risulti inferiore a BBB- o equivalente livello (sub-investment grade).

I finanziamenti stipulati con la Banca Europea degli Investimenti (BEI), debito nominale e valore contabile di 719 milioni, di cui 347 milioni con scadenza oltre 5 anni, prevedono: i) una clausola di Credit Rating (se rating inferiore a BBB- o equivalente livello a sub-investment grade) che prevede l'obbligo di A2A di informare la BEI e il diritto della stessa BEI di richiedere ad A2A ulteriori garanzie e, ove queste garanzie non siano fornite o non soddisfacenti, il diritto a richiedere il rimborso anticipato del finanziamento, e ii) una clausola di mutamento di controllo della capogruppo, con il diritto per la banca di invocare, previo avviso alla società contenente indicazione delle motivazioni, il rimborso anticipato del finanziamento.

Un finanziamento della controllata Fragea, il cui debito residuo al 30 giugno 2022 è pari a 2,4 milioni di euro, è assistito da garanzie reali sugli immobili e gli impianti finanziati.

Alcuni finanziamenti bancari di ACSM-AGAM, SISTEMES ENERGETICS CONESA e LA CASTILLEJA ENERGIA prevedono dei covenants finanziari, come riportato più avanti nell'apposita tabella.

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Le linee bancarie revolving committed disponibili, pari complessivamente a 1.510 milioni di euro, prevedono una clausola di Change of Control, che attribuisce la facoltà alla maggioranza delle banche concedenti la linea di chiedere, in caso di mutamento di controllo della capogruppo tale da comportare un Material Adverse Effect, l'estinzione della linea ed il rimborso anticipato di quanto eventualmente utilizzato.

Al 30 giugno 2022 non vi è alcuna situazione di mancato rispetto dei covenants delle società del Gruppo A2A.

Gruppo A2A - Covenants finanziari al 30 giugno 2022

SOCIETÀ	LENDER	LIVELLO DI RIFERIMENTO	LIVELLO RILEVATO	DATA DI RILEVAZIONE
ACSM-AGAM	BEI	Flusso di cassa disponibile / Indebitamento Finanziario Netto $\geq 14,0\%$	40,8%	30/06/2022
		Indebitamento Finanziario/Mezzi Propri $\leq 75,0\%$	35,6%	30/06/2022
		Indebitamento Finanziario Netto/Ebitda $\leq 3,0$	1,60	30/06/2022
ACSM-AGAM	Unicredit	Debt Service Coverage Ratio ≤ 3 Gearing ≤ 1	1,60 0,31	30/06/2022 30/06/2022
SISTEMES ENERGETICS CONESA	Banco Santander / Banco De Sabadell	Debt Service Coverage Ratio $\geq 1,05x$ Senior Debt / Equity ratio $\leq 85\%$	4,30x 60%	30/06/2022 30/06/2022
LA CASTILLEJA ENERGIA	CaixaBank	Debt Service Coverage Ratio $\geq 1,05x$ Senior Debt / Equity ratio $\leq 85\%$	2,36x 83%	30/06/2022 30/06/2022

Analisi delle operazioni a termine e strumenti derivati

Nella rappresentazione di bilancio delle operazioni di copertura, ai fini dell'eventuale applicazione dell'hedge accounting, si procede alla verifica della rispondenza ai requisiti di compliance con il principio contabile internazionale IFRS 9.

In particolare:

- 1) operazioni definibili di copertura ai sensi dello IFRS 9: si dividono in operazioni a copertura di flussi finanziari (cash flow hedge) e operazioni a copertura del fair value di poste di bilancio (fair value hedge). Per le operazioni di cash flow hedge il risultato maturato è compreso nel Margine Operativo Lordo quando realizzato per i derivati su commodity e nella gestione finanziaria per derivati su tassi di interesse e cambio, mentre il valore prospettico è esposto a Patrimonio netto. Per le operazioni di fair value hedge gli impatti a Conto economico si registrano nell'ambito della stessa linea di bilancio;
- 2) operazioni non definibili di copertura ai sensi dello IFRS 9, si dividono fra:
 - a. copertura del margine: per tutte le operazioni di copertura dei flussi di cassa o del valore di mercato in linea con politiche di rischio aziendali, il risultato maturato e il valore prospettico sono compresi nel Margine Operativo Lordo per i derivati su commodity e nella gestione finanziaria per derivati su tassi di interesse e cambio;
 - b. operazioni di trading: per le operazioni su commodity il risultato maturato e il valore prospettico sono iscritti a bilancio sopra il Margine Operativo Lordo; per quelli su tassi di interesse e cambio nei proventi e oneri finanziari.

L'utilizzo dei derivati finanziari, nel Gruppo A2A, è disciplinato da un insieme coordinato di procedure (Energy Risk Policy, Deal Life Cycle) che si ispirano alla best practice di settore, ed è finalizzato a limitare il rischio di esposizione di Gruppo all'andamento dei prezzi sui mercati delle commodities di riferimento, sulla base di una strategia di gestione dei flussi di cassa (cash flow hedge).

Gli strumenti finanziari derivati sono valutati al fair value rispetto alla curva forward di mercato della data di riferimento del Bilancio qualora il sottostante del derivato sia negoziato in mercati che presentano una struttura dei prezzi a termine. In assenza di una curva forward di mercato, la valutazione al fair value è determinata sulla base di stime interne utilizzando modelli che fanno riferimento alla best practice di settore.

Nella valutazione del fair value, il Gruppo A2A utilizza la cosiddetta forma di attualizzazione continua e come discount factor il tasso di interesse per attività prive di rischio, identificato nel tasso Eonia (Euro Overnight Index Average) e rappresentato nella sua struttura a termine dalla curva OIS (Overnight Index Swap). Il fair value relativo alle coperture di flussi di cassa (cash flow hedge) ai sensi dello IFRS 9 è stato classificato in base al sottostante dei contratti derivati.

In ottemperanza a quanto disposto dal principio contabile internazionale IFRS 13, la determinazione del fair value di uno strumento finanziario OTC è effettuata prendendo in considerazione il rischio di inadempimento (non performance risk). Al fine di quantificare l'aggiustamento di fair value imputabile a tale rischio, A2A ha sviluppato, coerentemente con le best practices di mercato, un modello proprietario denominato "Bilateral Credit Value Adjustment" (bCVA), che valorizza sia le variazioni del merito creditizio della controparte che le variazioni del proprio merito creditizio.

Il bCVA è composto da due addendi, calcolati considerando la probabilità di fallimento di entrambe le controparti, ovvero il Credit Value Adjustment (CVA) ed il Debit Value Adjustment (DVA):

- il CVA è un componente negativo e contempla la probabilità che la controparte sia inadempiente e contestualmente A2A presenti un credito nei confronti della controparte;
- il DVA è un componente positivo e contempla la probabilità che A2A sia inadempiente e contestualmente la controparte presenti un credito nei confronti di A2A.

Il bCVA è calcolato quindi con riferimento all'esposizione, valutata sulla base del valore di mercato del derivato al momento del default, alla Probabilità di Default (PD) ed alla Loss Given Default (LGD). Quest'ultima, che rappresenta la percentuale non recuperabile del credito in caso di inadempienza, è valutata sulla base della Metodologia IRB Foundation così come esposta negli accordi di Basilea 2, mentre la PD viene valutata sulla base del Rating delle controparti (Internal Rating Based ove non disponibile) e della probabilità di default storica ad esso associata e pubblicata annualmente da Standard & Poors.

L'applicazione della suddetta metodologia non ha comportato variazioni di rilievo nelle valutazioni al fair value.

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

Strumenti in essere al 30 giugno 2022

A) Su tassi di interesse e su tassi di cambio

Di seguito sono evidenziate le analisi quantitative che riportano il nozionale dei contratti derivati stipulati e non scaduti entro la data di bilancio, analizzato per scadenza.

milioni di euro	Valore nozionale (a)						Valore Situazione Patrimoniale e finanziaria (b)	Effetto progressivo a Conto economico al 30 06 2022 (c)		
	Scadenza entro un anno		Scadenza tra 1 e 5 anni		Scadenza oltre 5 anni					
	da ricevere	da pagare	da ricevere	da pagare	da ricevere	da pagare				
Gestione del rischio su tassi di interesse										
a copertura di flussi di cassa ai sensi IFRS 9 (cash flow hedge)			26,8		28,5		21,0	(1,7)		
non definibili di copertura ai sensi IFRS 9								-		
Totale derivati su tassi di interesse	-	26,8	-	28,5	-	21,0	(1,7)	-		
Gestione del rischio su tassi di cambio										
definibili di copertura per IFRS 9										
- su operazioni commerciali										
- su operazioni non commerciali							98,0	5,4		
non definibili di copertura per IFRS 9										
- su operazioni commerciali										
- su operazioni non commerciali										
Totale derivati su tassi di cambio	-	-	-	-	-	-	98,0	5,4		

- (a) Rappresenta la somma del valore nozionale dei contratti elementari che derivano dall'eventuale composizione dei contratti complessi.
- (b) Rappresenta il credito (+) o il debito (-) netto iscritto nella Situazione patrimoniale-finanziaria a seguito della valutazione a fair value dei derivati.
- (c) Rappresenta l'adeguamento a fair value dei derivati iscritto progressivamente a Conto economico dal momento della stipula del contratto fino alla data attuale.

Informazioni di
carattere generale

Relazione finanziaria
semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di
principi contabili
internazionali

Area di
consolidamento

Criteri e procedure
di consolidamento

Stagionalità
dell'attività

Sintesi dei
risultati per
settore di attività

Note illustrative
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria

Indebitamento
finanziario netto

Note illustrative
alle voci di Conto
economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti
con le parti
correlate

Comunicazione
Consob
n. DEM/6064293
del 28 luglio 2006

Garanzie ed
impegni con terzi

Altre informazioni

B) Su commodity

Di seguito si riporta l'analisi dei contratti derivati su commodity non ancora scaduti alla data del presente bilancio, posti in essere al fine di gestire il rischio di oscillazione dei prezzi di mercato di commodity.

Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici	Unità di misura	Volume per Maturity			Valore Nozionale	Fair Value		
		Scadenza entro un anno	Scadenza entro due anni	Scadenza entro cinque anni		Valore Situazione patrimoniale finanziaria (*)	Effetto progressivo a Conto economico (**)	
A. a copertura di flussi di cassa (cash flow hedge) ai sensi IFRS 9 di cui:		Quantità			Milioni di euro			
A. a copertura di flussi di cassa (cash flow hedge) ai sensi IFRS 9 di cui:								
- Elettricità	TWh	2,8	0,1	0,2	345,4	150,4	-	
- Petrolio	Bbl							
- Carbonio	Tonnellate							
- Gas Naturale	TWh	0,5	0,1	0,1	53,1	35,8	-	
- Gas Naturale	Milioni di mc							
- Cambio	Milioni di dollari						-	
- Diritti di Emissione	Tonnellate	1.126.456	95.000		96,9	13,7	-	
B. definibili di copertura (fair-value hedge) ai sensi IFRS 9								
C. non definibili di copertura ai sensi IFRS 9 di cui:								
C.1 copertura del margine								
- Elettricità	TWh							
- Petrolio	Bbl							
- Gas Naturale	Gradi giorno							
- Gas Naturale	TWh							
- Diritti di Emissione CO ₂	Tonnellate	624.000			50,1	0,2	-	
- Cambio	Milioni di dollari							
C.2 operazioni di trading								
- Elettricità	TWh	18,9	9,2	1,5	4.811,2	64,2	65,8	
- Gas Naturale	TWh	105,7	24,5	5,5	9.252,2	1,1	30,7	
- Diritti di Emissione CO ₂	Tonnellate	1.743.000	586.000	138.000	188,2	(0,5)	(0,2)	
- Certificati Ambientali	MWh							
- Certificati Ambientali	Tep							
Totale					265,0	96,3		

(*) Rappresenta il credito(+) o il debito(-) netto iscritto nella Situazione patrimoniale-finanziaria a seguito della valutazione a fair value dei derivati.

(**) Rappresenta l'adeguamento a fair value dei derivati iscritto progressivamente a Conto economico dal momento della stipula del contratto fino alla data attuale.

Effetti patrimoniali ed economici dell'attività in derivati al 30 giugno 2022

Effetti patrimoniali

Nel seguito sono evidenziati i saldi patrimoniali al 30 giugno 2022, inerenti la gestione dei derivati.

milioni di euro	NOTE	TOTALE
ATTIVITÀ		
ATTIVITÀ NON CORRENTI		8
Altre attività non correnti - Strumenti derivati	5	8
ATTIVITÀ CORRENTI		
Altre attività correnti - Strumenti derivati	8	7.524
TOTALE ATTIVO		7.532
PASSIVITÀ		
PASSIVITÀ NON CORRENTI		1
Altre passività non correnti - Strumenti derivati	20	1
PASSIVITÀ CORRENTI		
Debiti commerciali e altre passività correnti - Strumenti derivati	21	7.260
TOTALE PASSIVO		7.261

Effetti economici

La tabella che segue evidenzia l'analisi dei risultati economici al 30 giugno 2022, inerenti la gestione dei derivati.

milioni di euro	Note	Realizzati nel periodo	Variazione Fair Value del periodo	Valori iscritti a Conto economico
RICAVI	26			
RICAVI DI VENDITA				
<i>Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici e gestione del rischio cambio su commodity</i>				
- definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9	313	-		313
- non definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9	154	(4.543)		(4.389)
Totale ricavi di vendita	467	(4.543)		(4.076)
COSTI OPERATIVI	27			
Costi per materie prime e servizi				
<i>Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici e gestione del rischio cambio su commodity</i>				
- definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9	(20)	-		(20)
- non definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9	(141)	4.640		4.499
Totale costi per materie prime e servizi	(161)	4.640		4.479
Totale iscritto nel Margine operativo lordo (*)	306	97		403
GESTIONE FINANZIARIA	33			
Proventi finanziari				
<i>Gestione del rischio su tassi di interesse e equity</i>				
Proventi su derivati				
- definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9	2	-		2
- non definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9	-	-		-
Totale	2	-		2
Totale Proventi finanziari	2	-		2
Oneri finanziari				
<i>Gestione del rischio su tassi di interesse e equity</i>				
Oneri su derivati				
- definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9	(1)	-		(1)
- non definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9	-	-		-
Totale	(1)	-		(1)
Totale Oneri finanziari	(1)	-		(1)
TOTALE ISCRITTO NELLA GESTIONE FINANZIARIA	1	-		1

(*) I dati non recepiscono l'effetto della cd. "net presentation" del margine di negoziazione dell'attività di trading.

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Classi di strumenti finanziari

A completamento delle analisi richieste dall'IFRS 7 e dall'IFRS 13, si riportano le tipologie di strumenti finanziari presenti nelle poste di bilancio, con l'indicazione dei criteri di valutazione applicati e, nel caso di strumenti finanziari valutati a fair value, dell'esposizione (Conto economico o Patrimonio netto). Nell'ultima colonna della tabella è riportato, ove applicabile, il fair value al 30 giugno 2022 dello strumento finanziario.

Note milioni di euro	Criteri applicati nella valutazione in bilancio degli strumenti finanziari				
	Strumenti finanziari valutati a fair value con variazioni di quest'ultimo iscritte a:		Strumenti finanz. valutati al costo ammortizzato	Valore della Situazione patrimoniale finanziaria consolidata 30 06 2022	Fair value al 30 06 2022 (*)
	Conto economico	Patrimonio netto			
(1)	(2)	(3)	(4)		
ATTIVITÀ					
Altre attività finanziarie non correnti:					
Attività finanziarie valutate a fair value di cui:					
- non quotate	44			44	n.d.
- quotate				-	-
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza			1	1	1
Altre attività finanziarie non correnti			26	26	26
Totale altre attività finanziarie non correnti	3			71	
Altre attività non correnti	5	8	64	72	72
Crediti commerciali	7		3.390	3.390	3.390
Altre attività correnti	8	7.310	214	463	7.987
Attività finanziarie correnti	9			12	12
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11			1.571	1.571
PASSIVITÀ					
Passività finanziarie					
Obbligazioni non correnti e correnti	17 e 22	101	4.192	4.293	4.293
Altre passività finanziarie non correnti e correnti	17 e 22		1.880	1.880	1.880
Altre passività non correnti	20	1	139	140	140
Debiti commerciali	21		3.329	3.329	3.329
Altre passività correnti	21	7.245	15	733	7.993

(*) Per crediti e debiti non relativi a contratti derivati e finanziamenti non è stato calcolato il fair value in quanto il corrispondente valore di carico nella sostanza approssima lo stesso.

(1) Attività e passività finanziarie valutate a fair value con iscrizione delle variazioni di fair value a Conto economico.

(2) Derivati di copertura (Cash Flow Hedge).

(3) Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al fair value con utili/perdite iscritti a Patrimonio netto.

(4) Loans & receivables e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato.

Gerarchia di fair value

L'IFRS 7 e l'IFRS 13 richiedono che la classificazione degli strumenti finanziari valutati al fair value sia effettuata sulla base della qualità delle fonti degli input utilizzati nella determinazione del fair value stesso. In particolare l'IFRS 7 e l'IFRS 13 definiscono 3 livelli di fair value:

- livello 1: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui fair value è determinato sulla base di prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi, sia Ufficiali che Over the Counter di attività o passività identiche;
- livello 2: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui fair value è determinato sulla base di input diversi da prezzi quotati di cui al livello 1, ma che per tali attività/passività, sono osservabili direttamente o indirettamente sul mercato;
- livello 3: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui fair value è determinato sulla base di dati di mercato non osservabili. Rientrano in questa categoria gli strumenti valutati sulla base di stime interne, effettuate con metodi proprietari sulla base delle best practices di settore.

Per la scomposizione delle attività e passività tra i diversi livelli di fair value si veda la tabella di seguito riportata "Gerarchia di fair value".

milioni di euro	NOTA	LIVELLO 1	LIVELLO 2	LIVELLO 3	TOTALE
Attività valutate a fair value	3		7	4	11
Altre attività non correnti	5		8		8
Altre attività correnti	8	7.519		5	7.524
TOTALE ATTIVITÀ		7.519	15	9	7.543
Passività finanziarie non correnti	17	99			99
Altre passività non correnti	20		1		1
Altre passività correnti	21	7.259	1		7.260
TOTALE PASSIVITÀ		7.358	2	-	7.360

Analisi di sensitività per strumenti finanziari valutati al livello 3

Come richiesto dall'IFRS 13, di seguito una tabella che evidenzia, per gli strumenti finanziari valutati al livello 3 della gerarchia, gli effetti derivanti dalla variazione dei parametri non osservabili utilizzati nella determinazione del fair value.

STRUMENTO FINANZIARIO	PARAMETRO	VARIAZIONE PARAMETRO	SENSITIVITY (MILIONI DI EURO)
Derivati su Commodity	Probabilità di Default (PD)	1%	(0,02)
Derivati su Commodity	Loss Given Default (LGD)	25%	0,00
Derivati su Commodity	Sottostante capacità interconnessione zonale Italia (CCC)	1%	0,07

3) Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso

Si segnala che per le cause sotto descritte ove ritenuto necessario sono stati stanziati congrui fondi. Si precisa che laddove non venga fatta espressa menzione della presenza di un fondo il Gruppo ha valutato il corrispondente rischio come possibile senza procedere a stanziare fondi in bilancio. Si precisa che alcuni contenziosi illustrati nei precedenti bilanci di esercizio e ancora in corso non sono ulteriormente riferiti per assenza di aggiornamenti o per la modifica della precedente situazione di rischio.

A2A S.p.A.

Riassetto di Edison – cause risarcitorie

Carlo Tassara: prima causa per danni contro EDF e A2A S.p.A.

In data 24 marzo 2015, la Carlo Tassara S.p.A. ha notificato ad A2A, Electricité de France (EDF) ed Edison un atto di citazione chiedendo al Tribunale di Milano di condannare A2A ed EDF al risarcimento dei danni asseritamente subiti dalla Carlo Tassara, nella sua qualità di socio di minoranza di Edison, in relazione all'OPA obbligatoria lanciata da EDF sulle azioni Edison conseguentemente all'operazione con la quale, nel 2012, A2A ha ceduto la propria partecipazione indiretta in Edison a EDF e contestualmente ha acquistato il 70% del capitale di Edipower da Edison e da Alpiq.

Nell'atto di citazione notificato, Carlo Tassara lamenta che, nell'operazione, EDF ed A2A avrebbero concordato un reciproco "sconto" sul prezzo pagato da EDF per l'acquisto delle azioni Edison, da una parte, e sul prezzo pagato da A2A per l'acquisto del 70% di Edipower, dall'altra. Tale sconto sarebbe stato il frutto di comportamenti abusivi di EDF ed A2A quali soci di Edison nonché della violazione, tra l'altro, della normativa sulle operazioni con parti correlate. Ciò - a dire della Carlo Tassara - avrebbe consentito di mantenere artificialmente basso il prezzo delle azioni Edison pagato ad A2A e di conseguenza il prezzo di OPA pagato alle minoranze di Edison (che per legge doveva essere uguale a quello pagato ad A2A). L'atto di citazione non quantificava i danni asseritamente subiti dalla Carlo Tassara in conseguenza di tali operazioni. Tuttavia, con la memoria in data 20 febbraio 2017, la Carlo Tassara ha chiesto al giudice (che ha rigettato l'istanza istruttoria) di disporre una consulenza tecnica d'ufficio per calcolare i danni (specificando che essi avrebbero dovuto essere quantificati nella presunta differenza fra il prezzo dell'OPA e il valore di mercato che le azioni Edison avevano in precedenza). La Carlo Tassara ha anche depositato una perizia di parte in cui tali danni sono stati quantificati complessivamente in un importo compreso tra 197 e 232 milioni di euro, importo su cui calcolare il risarcimento dovuto da ognuna delle imprese che saranno ritenute dal giudice responsabili.

Dopo plurimi rinvii giustificati anche da modifiche del giudice, in data 17 ottobre 2018, il giudice ha respinto le istanze istruttorie degli attori, fissando al 19 marzo 2019 l'udienza di precisazione conclusioni. In data 8 settembre 2021, il Tribunale Sezione delle imprese di Milano ha depositato la Sentenza 7859 che rigetta tutte le domande formulate da Carlo Tassara S.p.A., senza aderire alla ricostruzione secondo la quale i soci avrebbero operato per determinare una sottovalutazione di Edison e di Edipower. Secondo il Tribunale delle imprese di primo grado, nella fattispecie sottoposta, non sussistono le condizioni per valutare la direzione e il coordinamento. Il tribunale ritiene anche non sindacabile il prezzo delle azioni di Edison, a cui EDF ha comprato le azioni durante l'OPA, perché prezzo definito da Consob ai sensi dell'art. 106 TUF; la sentenza evidenzia anche la differenza del prezzo delle azioni Edison rispetto al valore della controllata Edipower e, ancora di più, al prezzo di cessione di essa ad A2A.

Carlo Tassara S.p.A. ha notificato atto di citazione in appello e A2A S.p.A. si è costituita chiedendo che l'appello di Tassara S.p.A. sia dichiarato inammissibile oltre che infondato ed ha riproposto a piena tutela le eccezioni, difese e istanze articolate nel primo grado di giudizio. Alla prima udienza del 2 marzo 2022 il giudice ha rinviato la causa per precisazione conclusioni al 1° marzo 2023.

Carlo Tassara: seconda causa per danni contro Transalpina dell'Energia e A2A S.p.A.

In data 14 aprile 2022, Carlo Tassara S.p.A. ha notificato nuovo atto di citazione al Tribunale delle Imprese di Milano, chiedendo la condanna di Transalpina Di Energia e A2A, in via solidale tra loro, a corrispondere a Carlo Tassara S.p.A. il risarcimento danno che sarà quantificato in corso di giudizio, dopo aver accertato e dichiarato la responsabilità delle due società per la violazione dell'art. 106 TUF (Offerta Pubblica di Acquisto Totalitaria).

Nell'atto di citazione Carlo Tassara S.p.A. quantifica il danno da svalutazione del valore della partecipazione in Edison in euro 316.843.562,97, cifra conseguente al valore teorico di OPA calcolato da Carlo Tassara S.p.A. in funzione di:

- a) Valore delle azioni di Edison iscritto a bilancio da parte di TDE e A2A (1.5003 euro/azione);
- b) Valore attribuito da Edison nelle perizie sul fair value (1,3 euro/azione);
- c) Valore edittale più alto individuato da Consob (0,95 euro/azione);
- d) Valore di mercato che il tribunale definirà.

L'atto di citazione fornisce una descrizione dei fatti connessi all'operazione straordinaria per far accertare: (i) la elusione e violazione dell'art. 106 del TUF e (ii) la dimostrazione dell'esistenza di un asserito patto tra i due convenuti per deprimere il valore di Edison, prima di lanciare OPA - con conseguente violazione della regola a tutela degli azionisti di minoranza di società quotate e mancato conseguimento da parte di questi ultimi di: (i) prezzo di controllo e (ii) prezzo di mercato delle azioni di Edison detenute da Carlo Tassara S.p.A..

La prima udienza è stata fissata all'11 gennaio 2023.

Class Action notificata da azionista ordinario

In data 4 maggio un azionista persona fisica, titolare alla data delle operazioni di riaspetto di 1.250.000 azioni ordinarie di Edison S.p.A. (pari a 0,025% di capitale sociale di Edison S.p.A.), ha notificato atto di citazione ai sensi dell'art. 140 bis del D.Lgs. 6 settembre 2005 n. 206 Codice del Consumo per una azione di classe davanti al Tribunale delle Imprese di Milano, chiedendo la condanna di Transalpina Di Energia e A2A, in via solidale tra loro, a corrispondere a sé, e a tutti gli appartenenti alla classe che aderiranno all'azione nei termini eventualmente fissati dal Tribunale previa dichiarazione dell'ammissibilità dell'azione medesima, il risarcimento danno che sarà quantificato in corso di giudizio, dopo aver accertato e dichiarato la responsabilità delle due società per la violazione dell'art. 106 TUF (Offerta Pubblica di Acquisto Totalitaria).

La ricostruzione in fatto proposta dall'attore e gli asseriti addebiti di responsabilità delle due società convenute ripercorrono i contenuti presenti nell'atto di citazione notificato poche settimane prima da Carlo Tassara S.p.A. (si rinvia pertanto alla informativa di tale posizione).

In considerazione della tipologia di azione intentata sono illustrati gli asseriti presupposti dell'azione di classe. L'attore non ha quantificato il danno subito.

Il tribunale preliminarmente sarà chiamato ad accettare la sussistenza dei requisiti di ammissibilità dell'azione di classe e, in caso di ammissibilità, fisserà un termine e declinerà le modalità di pubblicizzazione dell'ordinanza affinché gli appartenenti alla classe possano aderire all'azione. L'eventuale ammissibilità dell'azione di classe e l'eventuale accertamento della responsabilità dei convenuti può condurre a una quantificazione del risarcimento o alla determinazione del criterio di calcolo.

La prima udienza è richiesta al 24 novembre 2022.

Il Gruppo, avendo adempiuto a quanto previsto dalle norme in essere, non ritiene il rischio probabile per cui non ha stanziato alcun fondo.

Derivazioni di acqua pubblica per la produzione di energia idroelettrica in Lombardia

Sono tuttora pendenti numerosi ricorsi con cui A2A e Linea Green hanno contestato i provvedimenti emessi dalla Regione Lombardia per disciplinare la continuazione della derivazione di acqua ad uso idroelettrico anche dopo la scadenza delle rispettive concessioni.

In particolare, la D.G.R. della Lombardia n. 5130/2016 ha disposto, attuando il comma 5 dell'art. 53-bis della L.R. 26/2003 introdotto dalla L.R. 19/2010, l'assoggettamento delle concessioni idroelettriche lombarde già giunte a scadenza ad un "canone aggiuntivo" stabilito "provvisoriamente" in € 20/kW di potenza nominale di concessione e si è riservata la richiesta di conguaglio all'esito di valutazioni degli uffici regionali circa la redditività delle concessioni scadute. Il canone aggiuntivo è stato imposto retroattivamente a partire dalla scadenza originaria di ciascuna concessione; pertanto, per le concessioni di Grosotto, Lovero e Stazzona decorrerebbe dal 1° gennaio 2011, per la concessione di Premadio 1 dal 29 luglio 2013, per la concessione di Grosio dal 15 novembre 2016 e per la concessione di Resio dal 31 dicembre 2010.

A2A e Linea Green, che, al pari di altri operatori, hanno sempre contestato anche in sede giudiziaria la legittimità anche costituzionale del citato comma 5 dell'art. 53-bis della L.R. 26/2003, hanno impugnato dinanzi al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche ed alle altre sedi competenti la D.G.R. 5130/2016 ed i provvedimenti connessi e conseguenti che hanno disciplinato le condizioni per la prosecuzione temporanea di ogni concessione, e che, ove prevista, hanno disposto la revoca della esenzione di quota parte del canone demaniale.

A2A ha, inoltre, impugnato, più recentemente, le ordinanze con cui la Regione Lombardia ha ingiunto alla Società il pagamento dell'importo asseritamente dovuto per l'esercizio delle grandi derivazioni di Grosio, Cancano-Premadio I, Lovero e Stazzona in ragione del mancato versamento da parte della Società di quella parte del canone demaniale oggetto di esenzione ai sensi dell'art. 73 R.D. 1775/1933, beneficio asseritamente revocato da alcune delle delibere che hanno disciplinato la prosecuzione provvisoria della concessione dopo la sua scadenza. Questi e gli altri contenziosi connessi sono tuttora in corso.

Il giudizio proposto da A2A al fine di ottenere l'annullamento delle delibere regionali che hanno disciplinato la prosecuzione temporanea della concessione di Cancano-Premadio I si è concluso con la sentenza di rigetto emessa dalle Sezioni Unite della Cassazione n. 15990/2020 ed il giudizio proposto da A2A al fine di ottenere l'annullamento delle delibere regionali che hanno disciplinato la prosecuzione temporanea delle concessioni di Grosotto, Lovero e Stazzona, si è concluso con la sentenza di rigetto delle Sezioni Unite della Cassazione n. 1043/2021.

Le disposizioni delle Regioni in materia di prosecuzione temporanea delle concessioni scadute o in sca-

denza potrebbero, a partire dal 2019, trovare legittimazione nelle previsioni introdotte dalla Legge di conversione n. 12/2019 del D.L. n. 135/2018 la cui compatibilità costituzionale è tuttavia controversa. A quest'ultimo proposito, va evidenziato che A2A e Linea Green hanno promosso innanzi al TSAP l'annullamento della D.D.G. n. 10544/2019, con cui la Regione Lombardia ha provveduto ad accertare e determinare gli importi assolutamente dovuti dai concessionari a titolo di canone aggiuntivo anche per l'anno 2019, contenziosi successivamente integrati con riferimento al canone aggiuntivo per gli anni 2020 e 2021, e con tali ricorsi hanno, inoltre, proposto il rinvio alla Corte Costituzionale di questione di legittimità costituzionale in relazione alle citate previsioni introdotte dalla legge di conversione del D.L. Semplificazioni in merito alle concessioni idroelettriche.

Anche la L.R. 5/20 emessa dalla Regione Lombardia in attuazione della Legge 12/2019 è stata sottoposta al giudizio di costituzionalità dal Governo, che tuttavia, con Delibera del Consiglio dei Ministri del 24 novembre 2021 dopo le modificazioni conseguenti all'entrata in vigore della L.R. 4 novembre 2021, n. 19, ha rinunciato all'impugnativa.

Con riferimento alle concessioni idroelettriche, la Legge nazionale 12/2019 ha inoltre stabilito che le regioni possano introdurre a carico dei concessionari l'obbligo di fornire annualmente e gratuitamente alle stesse regioni 220 kWh per ogni kW di potenza nominale media di concessione. Avvalendosi di tale facoltà, con l'art. 31 L.R. 23/2019 e, quindi, con la D.G.R. 3347/2020, la Regione Lombardia ha disciplinato l'obbligo della cessione gratuita di energia elettrica con efficacia a decorrere dall'annualità 2020 per concessioni di derivazione scadute e non scadute. Con D.G.R. n. 191 del 11 febbraio 2022 anche la Regione Friuli-Venezia Giulia ha disciplinato tale obbligo per concessioni di derivazione scadute e non scadute. I provvedimenti regionali attuativi anzidetti sono stati impugnati da A2A e da Linea Green sotto svariati profili.

Infine, la medesima Legge 12/2019 ha stabilito che i concessionari corrispondano semestralmente alle regioni un canone, determinato con legge regionale, articolato in una componente fissa e in una componente variabile. I provvedimenti regionali attuativi lombardi sono stati impugnati da A2A e da Linea Green sotto svariati profili.

Per i contenziosi relativi ai canoni di derivazione di acqua pubblica la società ha stanziato fondi rischi congrui secondo considerazioni di prudenza la cui quantificazione tiene altresì conto dei pagamenti - con riserva di eventuale successiva ripetizione all'esito definitivo dei rispettivi giudizi - di talune posizioni, al mero scopo di prevenire costi ulteriori.

A2A Energiefuture S.p.A.

Ispezione Centrale Monfalcone (RNR 195/17 Procura della Repubblica di Gorizia)

Nei giorni 8 e 9 marzo 2017, su disposizione della Procura della Repubblica di Gorizia, la centrale di Monfalcone di A2A Energiefuture S.p.A. è stata oggetto di ispezione nel corso della quale sono stati effettuati rilievi e campionamenti (sul carbone in giacenza, sulle ceneri, sui residui di trattamento dei fumi, sulle emissioni dal camino) e acquisizioni documentali (sui server del sistema di monitoraggio delle emissioni, sui formulari di analisi del combustibile, ecc.). In pari data, tre dipendenti hanno ricevuto notifica di informazione di garanzia in merito ad un'indagine per i reati di cui all'art. 452 bis c.p. Inquinamento ambientale. I dipendenti indagati hanno provveduto a nominare i difensori di fiducia.

Successivamente, tra dicembre 2017 e gennaio 2018 e poi a dicembre 2018 e luglio 2020, la Procura di Gorizia ha proceduto all'acquisizione di ulteriore documentazione presso la centrale.

In data 6 maggio 2021 (e successivamente in data 4 giugno 2021) è stato notificato ai difensori dell'ex capocentrale (ma non agli altri due dipendenti che avevano ricevuto informazione di garanzia) avviso di conclusione delle indagini preliminari ex art. 415 bis c.p.p. in relazione al reato di disastro ambientale ex art. 452 quater, co.1 n.2 e co.2 c.p.. Dallo stesso avviso risulta la contestazione alla società del reato di cui all'art. 25 undecies, co.1, lett. b), in relazione all'art.5 co.1 lettera a) del D.Lgs. 231/01.

In tale avviso di conclusione delle indagini viene contestata la compromissione dei fondali marini del tratto antistante la banchina della centrale per deflusso di carbone, la compromissione dell'aria derivante dalle emissioni prodotte dalla centrale, l'alterazione dell'equilibrio dell'ecosistema con contaminazione di metalli pesanti. Analogo avviso è stato notificato in data 10 maggio 2021 presso la Centrale di Monfalcone. In data 29 luglio 2021 è stato notificato al difensore dell'ex capocentrale il decreto di fissazione dell'udienza preliminare al 24 novembre 2021 davanti il GIP di Gorizia.

All'udienza del 24 novembre 2021 il difensore della società ha sollevato eccezione preliminare di nullità dell'avviso ex art. 415 bis c.p.p. di conclusione delle indagini preliminari in quanto non ritualmente notificato. L'eccezione è stata accolta dal Giudice che ha rinvia gli atti al Pubblico Ministero perché provveda a notificare un nuovo avviso di conclusione delle indagini preliminari. Per effetto di tale decisione il processo è regredito alla fase delle indagini preliminari.

In data 1° luglio 2022 è stato notificato al difensore dell'ex capocentrale e al difensore della società il nuovo avviso ex art.415 bis c.p.p. di conclusione delle indagini preliminari. Nel nuovo avviso non viene più contemplato il reato di cui all'art.452 quater c.p., cioè il disastro ambientale, bensì quello di cui agli articoli 452 bis e 452 quinque c.p. cioè inquinamento ambientale/delitti colposi contro l'ambiente. Conseguentemente, in virtù dei nuovi e diversi reati presupposti evocati dal Pubblico Ministero, risulta modificata

anche la contestazione nei confronti della società in relazione alla responsabilità amministrativa che ora riguarda il reato di cui all'art. 25 undecies co.1 lett.a) e c) del D.Lgs 231/01.

I difensori acquisiranno copia del fascicolo per l'esame della documentazione e le valutazioni conseguenti. La Procura chiederà la fissazione di una nuova udienza preliminare avanti al GIP di Gorizia e, conseguentemente, verrà notificato ai difensori un nuovo decreto di fissazione dell'udienza preliminare avanti il GIP di Gorizia.

Linea Ambiente S.r.l. – discarica Grottaglie

Tribunale di Taranto – Procedimento penale RGNR 2785/18

In data 14 marzo 2019, un dipendente di A2A Ambiente S.p.A., distaccato in Linea Ambiente S.r.l. con funzioni di Direttore Operativo della società, è stato sottoposto alla misura della custodia cautelare in carcere nell'ambito di indagini in merito ai reati di cui agli artt. 319 e 321 c.p. con riferimento ad una ipotesi di corruzione connessa al rilascio della Determina dirigenziale n. 45 del 5 aprile 2018 da parte della Provincia di Taranto per l'ottimizzazione orografica della discarica di Grottaglie di Linea Ambiente S.r.l.. Con provvedimento del 1° agosto 2019 il Tribunale di Taranto – Ufficio del Giudice delle Indagini Preliminari – su richiesta della Procura, ha disposto il giudizio immediato, cioè senza lo svolgimento dell'udienza preliminare, nei confronti degli imputati soggetti a custodia cautelare, tra i quali il dipendente di A2A Ambiente, nei cui confronti è stata sostituita la misura della custodia cautelare in carcere con gli arresti domiciliari e, successivamente, con l'obbligo di dimora nel comune di residenza e, da ultimo, col divieto di dimora nella provincia di Taranto (anche quest'ultima misura è stata poi revocata con ordinanza del 24 gennaio 2022), fissando allo scopo la prima udienza del 4 novembre 2019. Tale processo è attualmente in corso nella fase dell'istruttoria dibattimentale.

Tribunale di Taranto n. 5400/19 R.G. Responsabilità Amministrativa

I provvedimenti cautelari

In data 7 maggio 2020 la Guardia di Finanza ha notificato a Linea Ambiente S.r.l. decreto di sequestro preventivo emesso dal GIP di Taranto in data 12 marzo 2020 nell'ambito dei Procedimenti n. 2785/18 R.G.N.R. e 5400/19 R.G. Resp. Amm., nonché atto di esecuzione di sequestro preventivo ex art. 53 D.Lgs. 231/01, valevole anche quale informazione di garanzia ex art. 369 c.p.p..

Per la prima volta, Linea Ambiente è stata informata dell'esistenza del Procedimento penale n. 5400/19 R.G. Resp. Amm. degli Enti per i reati di corruzione di cui all'art. 25 comma 2 D.Lgs. 231/01.

Il sequestro preventivo, in data 7 maggio 2020, è stato disposto fino alla concorrenza di euro 26.273.298 (pari al supposto profitto del reato). In data 13 maggio 2020 è stata notificata la nomina di un amministratore giudiziario dei beni posti sotto sequestro, tra cui sono comprese quote societarie e crediti.

In data 21 maggio 2020 Linea Ambiente ha proposto istanza di riesame del provvedimento di sequestro, discussa nella Camera di Consiglio del 9 giugno 2020, e rigettata. Le istanze cautelari sono state confermate.

In data 11 giugno 2020 è stato notificato decreto di dissequestro delle quote di Linea Ambiente. In data 10 settembre 2020 è stato notificato alla società avviso di conclusione delle indagini preliminari ex art. 415 bis c.p.p.. La notifica è stata ripetuta, con parziali variazioni, in data 21 gennaio 2021. In data 21 gennaio 2021 la Procura di Taranto ha notificato al difensore di Linea Ambiente provvedimento di dissequestro e restituzione del 95,004% delle quote di Lomellina Energia possedute da Linea Ambiente e già poste sotto sequestro preventivo. Ciò è avvenuto sulla base di una nuova stima del valore delle quote stesse fatto dall'Amministratore Giudiziario e sul fatto che dopo i sequestri operati dalla Guardia di Finanza residuavano da porre sotto sequestro somme pari a circa il 5% del valore di tali quote.

In data 18 maggio 2021 il GIP di Taranto, a seguito di annullamento da parte della Corte di Cassazione del decreto di sequestro preventivo notificato in data 7 maggio 2020, ha emesso nuovo decreto di sequestro preventivo rideterminando il "profitto del reato" in euro 20.304.974,88 (rispetto al precedente importo di euro 26.273.298,13) sottraendo i "costi vivi" sostenuti da Linea Ambiente e quantificati in euro 5.968.323,25. La Suprema Corte ha infatti ritenuto erronea la originaria determinazione del presunto profitto, individuato dal GIP nel ricavo lordo che Linea Ambiente avrebbe tratto per effetto dei conferimenti in discarica effettuati nel periodo aprile 2018 – febbraio 2019, per un importo complessivo di euro 26.273.398,13. Conseguentemente la Suprema Corte ha disposto l'annullamento del decreto e la restituzione degli atti al GIP di Taranto perché si adeguasse ai principi di diritto dettati dalla Cassazione, in base ai quali il profitto è solo il vantaggio di immediata e diretta derivazione causale del reato. Nel nuovo provvedimento di sequestro notificato il 18 maggio 2021 però, secondo la difesa di Linea Ambiente, tale principio è stato nuovamente disatteso e per questo è stato presentato, in data 27 maggio 2021, ricorso per Cassazione contro lo stesso, chiedendone l'annullamento. Alla relativa udienza di discussione del 10 novembre 2021 la Corte ha dichiarato inammissibile il ricorso per difetto di legittimazione perché Linea Ambiente secondo la Cassazione non doveva essere considerata parte del giudizio di rinvio apertos con la sentenza di annullamento dalla stessa pronunciata su ricorso proposto dall'ex Direttore Operativo della società (in altri termini secondo la Cassazione il GIP di Taranto quale giudice del rinvio avrebbe potuto disporre unicamente nei confronti dell'originario ricorrente, vale a dire l'ex Direttore Operativo, e non anche nei confronti degli altri soggetti attinti dal decreto iniziale).

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

In data 29 giugno 2021 al difensore di Linea Ambiente è stato rinotificato il decreto di sequestro preventivo emesso il 18 maggio 2021 dal GIP e il verbale di esecuzione dello stesso con il quale è stato disposto il dissequestro e la restituzione a Linea Ambiente del 3,352% delle quote da questa detenute della società Lomellina Energia per un valore stimato (dall'Amministratore Giudiziario) di euro 1.617.284,96. Nel mese di maggio 2021 il Gruppo ha adempiuto alla richiesta dell'Amministratore Giudiziario di versamento delle somme sequestrate fino all'ammontare di 14 milioni di euro. Successivamente, con provvedimento notificato in data 14 marzo 2022, in accoglimento dell'istanza presentata dalla società, il GIP di Taranto ha disposto che il sequestro preventivo delle quote di partecipazione di Linea Ambiente in Lomellina Energia ancora sotto sequestro (1,644%) venisse trasferito sulla corrispondente somma di denaro (pari a euro 793.164,55) da versarsi sul c/c indicato. Una volta effettuato tale versamento, in esecuzione di detto decreto, in data 17 maggio 2022 la Guardia di Finanza ha provveduto al dissequestro e alla restituzione a Linea Ambiente del 1,644% delle quote sociali da questa detenute in Lomellina Energia già in sequestro.

Il procedimento di merito

In data 18 marzo 2021 il difensore di Linea Ambiente S.r.l. ha ricevuto la notifica dell'avviso di fissazione dell'udienza preliminare avanti il GUP di Taranto per il giorno 10 giugno 2021. In tale udienza preliminare il Comune di Grottaglie ha depositato richiesta di costituzione di parte civile. Alla successiva udienza del 22 luglio 2021 la difesa di Linea Ambiente S.r.l. ha eccepito l'inammissibilità della costituzione di parte civile del Comune di Grottaglie nei confronti di Linea Ambiente S.r.l. Il GUP ha accolto l'eccezione ed ha conseguentemente dichiarato l'inammissibilità della costituzione di parte civile del Comune di Grottaglie, rigettando altresì la richiesta di quest'ultimo, svolta in via subordinata, di autorizzare la citazione della società quale responsabile civile, rinviando il procedimento all'11 novembre 2021 per prosecuzione dell'udienza preliminare. A tale udienza sono state sollevate dalle difese alcune questioni preliminari ed il Giudice ha concesso termine per controdedurre e rinviato all'udienza del 20 gennaio 2022. All'udienza del 20 gennaio 2022 il Giudice ha rigettato le eccezioni preliminari e rinviato per la decisione sulle istanze istruttorie all'udienza del 31 marzo 2022, quindi al 31 maggio 2022; in tale udienza, per impedimento del GIP titolare, è stato disposto un rinvio al 29 settembre 2022.

Allo stato attuale, la società ritiene il rischio di confisca possibile e non ha appostato fondo di importo pari al sequestro in considerazione di plurimi fattori concomitanti quali: i) la fase ancora preliminare del Procedimento n. 5400/19 R.G. Resp. Amm.; ii) l'esorbitanza della somma determinata nel decreto di sequestro preventivo quale profitto derivante dall'ipotetico reato presupposto rispetto a quella allo stato ritenuta possibile oggetto di un futuro effettivo provvedimento di confisca; iii) l'indeterminabilità del momento, comunque considerevolmente lontano nel tempo, in cui lo stesso sequestro potrà essere disposto, data la necessità della definitività delle eventuali sentenze di condanna.

Linea Ambiente c/Provincia di Taranto – Discarica di Grottaglie

Nel mese di gennaio 2021 (con reiterazione nel febbraio 2022), la Provincia di Taranto ha inviato una diffida alla rimozione dei rifiuti abbancati durante la vigenza della DD 45/18 che costituisce anche risposta alle istanze che la società aveva formulato negli anni precedenti in merito alle modalità di esecuzione degli adempimenti conseguenti alla Sentenza del Consiglio di Stato n. 5985/2019, che aveva annullato la variante sostanziale n. 45/2018. La Provincia, da quanto si legge nella scarna comunicazione del 2021 che non dà evidenza dell'istruttoria provinciale, non apre il richiesto procedimento autorizzativo ed indica alla società: (i) di rimuovere i rifiuti conferiti in esubero rispetto alle quantità autorizzate, (ii) di ripristinare i profili della discarica in coerenza all'autorizzazione 426/08 e (iii) di attivare le attività di chiusura.

Linea Ambiente, in data 9 febbraio 2021, ha riscontrato la Provincia, formulando esplicita riserva di impugnazione della diffida, per trarre un percorso tecnico necessario per intervenire con adeguatezza; in particolare, la società ha illustrato un percorso istruttorio da cui potranno emergere tutte le soluzioni possibili, tra cui anche una nuova richiesta di autorizzazione di variante sostanziale dell'attuale autorizzazione in coerenza con la Sentenza del Consiglio di Stato 5986/2019.

L'incertezza delle soluzioni tecniche disponibili e l'imprevedibilità dei provvedimenti delle autorità competenti che non hanno effettuato alcuna istruttoria tecnica impediscono di prevedere la durata dell'iter autorizzativo e la tipologia di provvedimento che sarà emanato per permettere alla società di risolvere lo stallo in cui verte.

In considerazione dei vizi dell'atto la società ha notificato ricorso al TAR Puglia per far annullare la diffida e ha notificato motivi aggiuntivi contro la comunicazione del febbraio 2022; non è ancora stata fissata udienza di merito.

Il Gruppo ha stanziato un congruo fondo a copertura dell'eventuale rischio.

Procura di Lecce - Procedimento penale n. 6369/2019 R.G.N.R.

Il 26 febbraio 2020 presso la sede di Rovato di Linea Ambiente S.r.l. la Guardia di Finanza di Brescia ha eseguito il "Decreto di perquisizione e sequestro" emesso, in data 5 febbraio 2020, dalla Procura di Lecce (P.M. dott.ssa Mignone) in relazione al Procedimento penale n. 6369/2019 R.G.N.R..

La Guardia di Finanza ha quindi acquisito la copia del Modello Organizzativo della società e gli atti ed i

documenti inerenti i flussi informativi destinati all'Organismo di Vigilanza di Linea Ambiente S.r.l. dal novembre 2014 al mese di gennaio 2019.

Il procedimento penale è stato iscritto nei confronti della società Linea Ambiente S.r.l. e del legale rappresentante pro tempore per i reati di cui agli artt. 452 quaterdecies c.p. (attività organizzate per il traffico illecito di rifiuti) e 256, commi 1 e 3 del D.Lgs. 152/2006 (rispettivamente attività di raccolta, trasporto e smaltimento di rifiuti in mancanza della prescritta autorizzazione/iscrizione e realizzazione e gestione di discarica non autorizzata) da cui deriva la responsabilità amministrativa della società ai sensi degli artt. 24 e 25 undecies del D.Lgs. 231/2001 e ciò – si legge nel detto provvedimento – “per avere, con più operazioni e attraverso l'allestimento di mezzi e attività continuative ed organizzate, gestito e smaltito illecitamente ingenti quantitativi di rifiuti urbani, realizzando una discarica abusiva, al fine di conseguire un ingiusto profitto”. Tali ipotizzati illeciti sarebbero stati commessi in “Roma e Grottaglie dal 1° novembre 2014 al 28 gennaio 2019 con permanenza”.

Unitamente al “Decreto di perquisizione e sequestro” la Guardia di Finanza ha notificato alla società “Informazione di Garanzia e sul diritto di difesa”, dalla quale emerge che nell’ambito dello stesso procedimento è stata iscritta con le medesime ipotesi anche la società AMA S.p.A. di Roma, “proprietaria degli impianti TMB Rocca Cencia e Salario in Roma”.

La società è stata informata che persone fisiche riconducibili alle funzioni di legali rappresentanti o amministratori di Linea Ambiente S.r.l. e di AMA S.p.A. nel periodo di interesse abbiano ricevuto richiesta di proroga delle indagini preliminari nel medesimo procedimento.

Amsa S.p.A.

Procura di Milano – Procedimento penale n. 33490/16 R.G.N.R.

In data 7 maggio 2019 i carabinieri del nucleo investigativo di Monza si sono presentati presso la sede di Amsa S.p.A. per notificare un ordine di esibizione di atti e documenti emesso dalla Procura di Milano, relativo alla documentazione concernente tre gare bandite da Amsa S.p.A. nel 2017-2018, nonché alle forniture alla stessa effettuate da uno specifico fornitore. In relazione a tale procedimento sono stati indagati il Responsabile Operativo della società ed altri dipendenti oltre a tre componenti di una commissione giudicatrice di gara bandita da Amsa S.p.A..

Nessuna contestazione in base alla normativa sulla responsabilità amministrativa delle persone giuridiche è stata sollevata nei confronti di Amsa S.p.A. che si ritiene “persona offesa” e che, infatti, ha proceduto a depositare costituzione di persona offesa in Procura a mezzo di un legale di fiducia.

In data 23 dicembre 2019 al difensore di Amsa - quale “parte offesa” - è stato notificato avviso di fissazione dell’udienza preliminare per il 17 febbraio 2020. In esito a tale udienza il Giudice per le indagini preliminari ha rinviato l’udienza al 25 maggio 2020 fissando un calendario provvisorio per la prosecuzione. Nel provvedimento in questione non sono contemplati i componenti della commissione di gara la cui posizione è stata stralciata e chiusa. Si sono costituite parte civili Amsa S.p.A. e A2A Calore & Servizi S.r.l., risultata parte offesa nell’ambito dello stesso procedimento in relazione ad accordi presi in suo danno da alcune società concorrenti alle gare di posa del teleriscaldamento, tendenti ad alterare la libera concorrenza.

In data 18 gennaio 2021 al legale di Amsa S.p.A. è stato notificato avviso di fissazione dell’udienza preliminare relativa al secondo filone di indagine, rubricato col numero 34213/19 R.G.N.R. – 21296/19 R.G.I.P. concesso al primo. L’udienza preliminare di tale secondo filone è stata fissata al 19 marzo 2021 per la riunione dei procedimenti.

Anche rispetto a tale ulteriore filone, in relazione ad alcuni imputati e rispetto ad alcuni capi di imputazione, Amsa si è costituita parte civile. Il processo ha subito una serie di rinvii e la discussione dell’udienza preliminare si è conclusa all’udienza del 15 luglio 2021 in cui gli imputati sono stati rinviati a giudizio ed è stata fissata la prima udienza al 18 novembre 2021. Nell’udienza dell’8 luglio 2021, all’esito della riconoscizione sulle richieste di riti alternativi, il Giudice ha fissato anche il calendario per la trattazione dei riti alternativi fissando numerose udienze tra settembre e ottobre 2021.

All’udienza del 21 ottobre 2021, fissata per la decisione sui riti alternativi, il Giudice, per quanto riguarda le posizioni di interesse di AMSA, ha accolto i patteggiamenti richiesti pronunciando sentenza di applicazione della pena, mentre per un imputato che aveva chiesto il giudizio abbreviato ha pronunciato sentenza di assoluzione.

All’udienza dibattimentale del 18 novembre 2021 sono state trattate le questioni preliminari sollevate dalle difese degli imputati rinviati a giudizio; all’esito il Tribunale si è riservato di decidere rinviando il procedimento all’udienza del 10 dicembre 2021. A tale udienza il Tribunale, a scioglimento della riserva, ha rigettato le eccezioni sollevate dalle difese ed ha quindi aperto il dibattimento invitando le parti a formulare le richieste istruttorie sulle quali si è riservato di decidere rinviando all’udienza del 14 gennaio 2022. In tale udienza il Tribunale ha accolto le istanze istruttorie, ha ammesso le prove testimoniali e documentali richieste e ha disposto la trascrizione delle intercettazioni telefoniche e ambientali. La causa è stata rinviata al 14 marzo per l’inizio dell’istruttoria dibattimentale e sono state fissate altre udienze fino al 12 dicembre 2022 per l’audizione dei testi.

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell’attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrate alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

Linea Green S.p.A.

Procura di Brescia – Procedimento Penale n. 3891/2020 R.G.N.R.

In data 22 settembre 2020 è stata notificata al responsabile della gestione tecnica e operativa dell'impianto idroelettrico di Isola, sul torrente Grigna, in Barzio Inferiore, richiesta di proroga delle indagini preliminari. L'interessato ha così appreso dell'esistenza di indagini a suo carico in relazione ad una ipotesi di reato di inquinamento ambientale in concorso con il legale rappresentante della società proprietaria dell'impianto che non è di Linea Green, ma di una società terza con la quale Linea Green ha sottoscritto un contratto di gestione.

Successivamente, in data 26 marzo 2021, i carabinieri della forestale si sono presentati presso la sede di Linea Green per acquisizioni documentali e, in tale occasione, hanno invitato il legale rappresentante della società a nominare un difensore per la stessa, in quanto, come risulta dal relativo verbale notificato, “attenzionata per l'illecito amministrativo dipendente da reato di cui all'art.25 undecies comma 1 lett.a) del D.Lgs. 231/01”, cioè in relazione al reato di inquinamento ambientale di cui all'art.452 bis c.p..

Unareti S.p.A.

2i Rete Gas S.r.l./Unareti S.p.A. - gara servizio distribuzione gas Atem Milano 1

Nel 2018, 2i Rete Gas S.r.l. ha notificato al TAR Milano ricorso contro il provvedimento di aggiudicazione del servizio di distribuzione del gas disposto dal Comune di Milano a favore di Unareti S.p.A., chiedendo la sospensione cautelare del provvedimento di aggiudicazione e formulando istanza istruttoria, preannunciando riserva di notifica di motivi aggiunti in esito alla soddisfazione dell'istanza di accesso agli atti. Dopo la consegna della parte dei documenti di offerta non coperta da omissionis, 2i Rete Gas S.r.l. ha notificato motivi aggiunti e ha meglio dettagliato alcuni dei motivi di illegittimità del provvedimento già enunciati nel ricorso iniziale. Le istanze istruttorie sono state rigettate dal Consiglio di Stato. I vizi dell'aggiudicazione lamentati potevano essere catalogati sotto tre categorie di argomenti: motivi di esclusione di Unareti S.p.A., motivi di rifacimento della commissione e motivi di ridefinizione della graduatoria. Unareti S.p.A. nei termini ha notificato ricorso incidentale in cui 2i Rete Gas si è costituita argomentando ulteriori criticità del procedimento.

Dopo la Camera di Consiglio del 22 novembre 2018, in cui su richiesta congiunta delle parti il TAR ha rinviato all'udienza di merito, successivamente fissata al 21 novembre 2019, il TAR ha emesso la Sentenza n. 2598 in data 5 dicembre 2019 con cui ha accolto tre motivi del ricorso di 2i Rete Gas e un motivo del ricorso incidentale proposto da Unareti e ha disposto l'annullamento dell'aggiudicazione, salvo provvedimenti dell'Amministrazione.

2i Rete Gas S.r.l. ha notificato la sentenza in data 17 gennaio 2020 e tutte le parti hanno notificato il ricorso in appello al Consiglio di Stato; 2i Rete Gas S.r.l. e Unareti S.p.A. hanno riproposto in appello i motivi assorbiti e non esaminati in primo grado. Il Comune di Milano e 2i Rete Gas S.r.l. hanno chiesto anche sospensione cautelare della sentenza, poi rinunciata; pertanto, a seguito della Camera di Consiglio fissata al 2 aprile, tutti e tre gli appelli sono stati discussi all'unica udienza di merito fissata al 9 luglio 2020. In data 7 settembre 2020 il Consiglio di Stato ha depositato la Sentenza n. 5370 che ha accolto l'appello di Unareti, confermando così la legittimità dell'aggiudicazione alla stessa della gara. Il Consiglio di Stato, in riforma della sentenza di primo grado, ha altresì reputato conforme a legge l'avvalimento a favore di 2iRG dei requisiti di 2iRG S.p.A. con conseguente erroneità della sentenza di primo grado nella parte in cui aveva escluso 2iRG dalla gara. Il Consiglio di Stato ha esaminato e formulato i relativi giudizi di rigetto o improcedibilità anche tutti gli altri motivi del ricorso di primo grado di 2iRG e di Unareti.

In data 18 febbraio 2021 2i Rete Gas S.r.l. ha presentato ricorso in Cassazione ai sensi dell'art. 111 Costituzione, dell'art. 362, comma 1 c.p.c. e dell'art. 110 c.p.a. per chiedere alla Cassazione, che dovrà decidere a Sezioni Unite, di accertare la carenza di giurisdizione del Consiglio di Stato allorchè ha emesso la Sentenza n. 5370 in data 7 settembre 2020. La Società e il Comune di Milano si sono costituiti mediante notifica di un controricorso. L'udienza si è tenuta il 24 maggio 2022 e si è ancora in attesa della sentenza. In data 16 dicembre 2021 Unareti e il Comune di Milano hanno sottoscritto il contratto di servizio, con avvio della gestione d'ATEM il 1° marzo 2022.

ACSM-AGAM S.p.A.

ACSM-AGAM S.p.A. e Acsm Agam Ambiente S.r.l.: causa per danni contro il Comune di Varese sulla concessione di Igiene Urbana

ACSM-AGAM S.p.A. e Acsm Agam Ambiente S.r.l., nel 2020, hanno radicato, davanti al Tribunale Speciale delle Imprese di Milano, causa per veder accertato un inadempimento contrattuale ed extracontrattuale da parte del Comune di Varese, con conseguente condanna risarcitoria. Il Comune di Varese avrebbe arrecato un pregiudizio diretto al patrimonio del Gruppo ACSM-AGAM disponendo la cessazione anticipata del contratto di servizio sottoscritto con Acsm Agam Ambiente. Acsm Agam Ambiente ha infatti

ridotto i flussi reddituali collegati al contratto e ha sopportato oneri imprevisti e altriamenti evitabili per la prosecuzione transitoria del contratto a condizioni più onerose e ACSM-AGAM S.p.A. ha subito una riduzione significativa del valore della partecipazione della controllata, nonostante e dopo la sottoscrizione dell'Accordo Quadro che ha caratterizzato l'operazione straordinaria del 2018. Dopo l'ordinanza del Tribunale di Milano del 20 gennaio 2022 che dichiarava la incompetenza del tribunale delle Imprese di Milano e la competenza del Tribunale ordinario di Varese, le Società hanno riassunto il giudizio davanti al Tribunale di Varese.

AEB S.p.A.

Giudizi sull'operazione di integrazione tra A2A e AEB S.p.A.

Con due iniziali ricorsi muniti di istanza cautelare (R.G. 971/2020 presentato da CST Centro Servizi Termici, DE.CA.BO. S.r.l. e dal Consigliere regionale della Lombardia Marco Fumagalli; R.G. 983/2020 presentato dal Consigliere comunale di Seregno Tiziano Mariani) depositati al TAR Milano, è stata impugnata la Delibera del Consiglio comunale di Seregno che ha approvato l'operazione di integrazione tra A2A e AEB, delibera sospesa dalle Ordinanze n. 868/2020 e n. 869/2020 con cui il TAR ha accolto le istanze cautelari presentate dai ricorrenti e ha fissato l'udienza di merito al 2 dicembre 2020.

Al 2 dicembre 2020 è stato discusso anche il terzo ricorso (R.G. 1095/2020 presentato da Idrotech ed Eco Term S.r.l.s.).

A2A, il Comune di Seregno e AEB hanno promosso separati appelli cautelari avanti il Consiglio di Stato al fine di ottenere l'annullamento e/o la riforma delle ordinanze. Il Consiglio di Stato, all'esito della Camera di Consiglio fissata al 27 agosto 2020, in data 28 agosto 2020, ha accolto le impugnazioni «*in ragione della manifesta carenza di legittimazione e di interesse dei ricorrenti in primo grado e della conseguente chiara carenza del presupposto del pregiudizio diretto ed immediato che deriva agli stessi ricorrenti dagli atti impugnati, in considerazione della natura di vicenda modificativa societaria e dell'infungibilità dell'operazione oggetto dell'impugnazione di prime cure*».

La delibera del Comune di Seregno, pertanto, ha ripreso efficacia anche ai fini degli atti societari che infatti sono stati posti in essere. La società ha valutato il contenuto delle ordinanze del Consiglio di Stato e dei ricorsi e, anche alla luce della posizione dei legali incaricati, ha eseguito l'operazione societaria, considerato la prevalenza dei principi di certezza del diritto e di affidamento del mercato stante il compimento degli atti societari.

In data 15 febbraio 2021 sono state pubblicate dal TAR Milano le sentenze di accoglimento dei tre ricorsi presentati rispettivamente da (i) CST Centro Servizi Termici di Calzolari Maurizio, Depositi Carboni Bovisa DE.CA.BO. S.r.l. e Marco Fumagalli (Consigliere Regione Lombardia) Sentenza n. 412/21, (ii) Tiziano Mariani (Consigliere Comune di Seregno) Sentenza n. 413/21 e (iii) Idrotech di Corno Irwin Maria Sentenza n. 414/21.

Per l'esecuzione della Sentenza 413/21 il Consigliere comunale Mariani ha notificato anche ricorso al TAR Milano per giudizio di ottemperanza. In data 2 marzo 2021 il TAR, su istanza del ricorrente, ha pubblicato decreto cautelare in cui ha negato misure cautelari monocratiche, ma ha fissato Camera di Consiglio al 24 marzo 2021. A seguito dell'udienza di merito del 28 aprile 2021, con Sentenza n. 1248 del 20 maggio 2021, il TAR ha respinto il ricorso per ottemperanza, in ragione del fatto che la consegna da parte di AEB al Consigliere Mariani della due diligence dell'operazione costituiva piena esecuzione della Sentenza 413/21. Nella medesima sentenza il TAR Lombardia ha anche precisato che «*resulano dall'effetto conformativo*» della pronuncia di cui era stata richiesta l'ottemperanza (i.e. della Sentenza n. 413/21) «*la validità e l'efficacia degli atti societari adottati in conseguenza della deliberazione impugnata, sui quali il giudice amministrativo non è munito della giurisdizione*» (Cassazione civile, Sezioni unite, Ordinanza 23 gennaio 2014, n. 1237; Sentenza 30 dicembre 2011, n. 30167; Consiglio di Stato, Adunanza plenaria, Sentenza 3 giugno 2011, n. 10), così confermando che l'accoglimento del ricorso proposto dal Consigliere Mariani non ha prodotto effetti immediati sugli atti societari nel frattempo intervenuti.

AEB e il Comune di Seregno hanno notificato appello in Consiglio di Stato chiedendo sospensione degli effetti della Sentenza 413/21. Il Consiglio di Stato, in data 22 marzo 2021, ha negato la sospensiva perché ha ritenuto che la sentenza non pregiudichi la stabilità della operazione di integrazione societaria e, data la peculiarità e delicatezza della materia, ha fissato una udienza di merito già al 1° luglio 2021. Analoga impugnativa è stata proposta – senza domanda cautelare – da A2A.

Le Sentenze 412 e 414 qualificano l'operazione di aggregazione come trasformazione di AEB S.p.A. in società mista eseguita in asserita violazione dell'art. 17 D.Lgs. 175/16 e dell'art. 3 D.Lgs. 50/16 e ritengono che non sussistano le condizioni esimenti le procedure ad evidenza dettate dall'art. 10 del medesimo D.Lgs. n. 175/16. A2A, così come AEB e il Comune di Seregno, ha notificato appello in Consiglio di Stato per chiedere l'annullamento delle sentenze. L'udienza pubblica di discussione nel merito degli appelli si è svolta in data 1° luglio 2021, con la sola eccezione del ricorso notificato da A2A contro la Sentenza 413/21. In data 1° settembre 2021 il Consiglio di Stato ha depositato la Sentenza 6143 con cui ha rigettato i ricorsi notificati dal Comune e da AEB contro la Sentenza 413. La sentenza è stata notificata anche ad A2A in data 2 settembre.

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

In data 1° settembre 2021, il Consiglio di Stato ha depositato anche la Sentenza 6142 con cui ha rigettato i ricorsi notificati da Comune, AEB ed A2A contro la Sentenza 414 del 15 febbraio 2021 (che aveva accolto i ricorsi notificati da Idrotech ed Ecoterm) e, in data 6 settembre 2021, il Consiglio di Stato ha depositato anche la Sentenza 6213 con cui ha rigettato i ricorsi notificati dal Comune, AEB e A2A contro la Sentenza 412 del 15 febbraio 2021 (che aveva accolto il ricorso notificato dal Consigliere Regionale Fumagalli, da CST e DE.CA.BO.).

Anche in questi due casi, quindi, è stato confermato l'annullamento della delibera assunta dal Consiglio Comunale di Seregno in data 20 aprile 2020 con numero 17.

In data 3 settembre, inoltre, il legale dei ricorrenti Idrotech e Eco Term ha richiesto a Comune, AEB ed A2A di provvedere al risarcimento dei danni subiti dalle imprese per effetto dell'illegittima operazione compiuta, preannunciando eventuali azioni giudiziarie in caso di inattività. Il Comune, assolvendo gli obblighi di risposta in capo alle società, ha replicato.

A2A e AEB hanno impugnato le sentenze sia davanti al Consiglio di Stato per revocazione sia con ricorso per cassazione.

Con i ricorsi per revocazione A2A ha dedotto l'errore di fatto in cui sarebbe incorso il Consiglio di Stato sotto un duplice profilo: da un lato, laddove ha erroneamente ritenuto le imprese ricorrenti in primo grado "operatori del settore" e, come tali, legittime ad agire contro l'operazione di integrazione tra A2A e AEB; dall'altro, laddove ha erroneamente qualificato l'operazione di integrazione come un partenariato pubblico-privato volto a ottenere affidamenti pubblici, senza apprezzarne il carattere di oggettiva infungibilità.

Con i ricorsi in Cassazione, A2A ha dedotto sia il difetto assoluto di giurisdizione del Giudice amministrativo (poiché ha deciso su ricorsi proposti da soggetti privi di legittimazione) sia l'eccesso di potere giurisdizionale per travalicamento dei limiti della giurisdizione amministrativa (poiché il Consiglio di Stato con le sue pronunce ha invaso la sfera di produzione normativa riservata al legislatore, introducendo un obbligo di gara nelle operazioni societarie con società pubbliche non previsto dall'ordinamento).

Le vertenze sono state definite transattivamente con le imprese ricorrenti originarie con composizione delle pretese risarcitorie avanzate, senza alcun riconoscimento di responsabilità, e conseguente rinuncia da parte di queste ai ricorsi presentati in primo grado, alle sentenze del TAR e ai loro effetti, e alle sentenze del Consiglio di Stato e ai loro effetti e rinuncia da parte di A2A e AEB ai ricorsi per revocazione e per cassazione.

A seguito dell'opposizione presentata da BEA, nei giudizi per revocazione, in relazione a tali rinunce, il Consiglio di Stato ha fissato l'udienza di discussione per il 6 ottobre 2022, mentre la Cassazione non ha ancora fissato l'udienza.

Procura di Monza - Procedimento penale n. 1931/2021 R.G.N.R.

In data 5 luglio 2021, si sono presentati presso la sede di AEB S.p.A. in Seregno ufficiali ed agenti della Guardia di Finanza della Compagnia di Seregno in esecuzione di decreti di "perquisizione personale e locale" e "richiesta di consegna – decreto di perquisizione locale". Il procedimento, che nella fase iniziale era contro ignoti, nasce da due esperti presentati in Procura in data 25 novembre 2019 ed in data 10 febbraio 2020 da Tiziano Mariani, Consigliere comunale del Comune di Seregno che ha notificato anche ricorso al TAR nei termini sopra riferiti.

Il "decreto di perquisizione personale e locale" riguarda il Presidente del Consiglio di Amministrazione di AEB S.p.A. e vale anche quale "informazione di garanzia" ai sensi dell'art. 369 c.p.p. alla persona sottoposta alle indagini. In base a tale decreto il Presidente di AEB risulta indagato, in concorso con altri (art. 110 c.p.), non citati, per i reati di cui all'art. 353 bis c.p. (turbata libertà del procedimento di scelta del contraente), 319 c.p. (corruzione per un atto contrario ai doveri d'ufficio), 321 c.p. (pene per il corruttore), commessi tra "il mese di ottobre 2019 e in permanenza attuale".

Contestualmente è stata notificata ad AEB "richiesta di consegna e decreto di perquisizione locale" con la quale la Procura di Monza ha disposto l'acquisizione di documentazione riguardante l'operazione.

Successivamente, in data 24 settembre 2021, la Guardia di Finanza di Seregno, su incarico della Procura di Monza, si è presentata presso la sede di Milano di A2A per notificare, nell'ambito del Procedimento n. 1931/2021 R.G.N.R. relativo all'operazione di aggregazione tra i Gruppi A2A e AEB, avviso di accertamenti tecnici non ripetibili sui supporti informatici già precedentemente posti sotto sequestro, con conferimento dell'incarico in data 8 ottobre 2021 ad un consulente nominato dalla Procura per effettuare la copia forense.

L'atto in questione è stato notificato a persone, diverse dagli attuali consiglieri di amministrazione di A2A S.p.A., che in A2A S.p.A., Unareti S.p.A. e A2A Illuminazione pubblica S.r.l. avevano a vario titolo posizioni di responsabilità, o ritenute tali, nel progetto in questione e contiene altresì informazione di garanzia e sul diritto di difesa in relazione all'indagine che riguarda le ipotesi di reato di cui agli artt. 110 c.p. (concorso), 353 bis c.p. (turbata libertà del procedimento di scelta del contraente), 319 c.p. (corruzione per un atto contrario ai doveri d'ufficio), 321 c.p. (pene per il corruttore).

A2A Ambiente

Procura di Busto Arsizio – Procedimento penale n. 9079/2021 R.G.N.R. (già n. 24/2017 R.G.N.R.)

In data 18 febbraio 2021 si sono presentati presso la discarica di Gerenzano i carabinieri – forestale in esecuzione di attività d'indagine delegata dalla Procura della Repubblica di Busto Arsizio nell'ambito del Procedimento penale n. 24/2017 R.G.N.R. Mod. 44 (cioè contro ignoti), per acquisire documentazione sull'impianto, notificando poi al responsabile dell'impianto e al responsabile della struttura organizzativa "Impianti Lombardia" di A2A Ambiente informativa ai fini della conoscenza del procedimento per le ipotesi di reato di cui agli artt. 81 co.2 (continuazione), 110 (concorso), 452 quater (disastro ambientale), 452 septies (impedimento del controllo) c.p..

Gerenzano è una ex cava, poi trasformata in discarica, sita nel territorio dell'omonimo Comune, che ne è il proprietario, con una superficie di circa 80 ettari. È distinta in due lotti Gerenzano 1 e Gerenzano 2. Gerenzano 1 è il nucleo originario, risalente alla metà degli anni '60 quando ebbe inizio l'attività di smaltimento rifiuti. Alla fine degli anni '70 vi conferivano rifiuti 200 Comuni, compreso quello di Milano. Nel luglio 1980 il Comune di Gerenzano e l'azienda municipalizzata del Comune di Milano (allora AMNU) sottoscrissero una convenzione in base alla quale AMNU assumeva in via esclusiva la gestione della discarica di rifiuti provenienti dal Comune di Milano e altri 69 Comuni.

AMNU avrebbe poi realizzato una nuova discarica controllata ed eseguito opere di bonifica e recupero ambientale (con contributi regionali).

L'attività di coltivazione di Gerenzano 1 da parte di AMNU, poi diventata AMSA, proseguì fino alla sua definitiva chiusura nel 1988. Venne poi individuata una nuova area dove fu realizzata Gerenzano 2, gestita da AMSA dal 1989 al 1991 anno in cui sono cessati i conferimenti.

Nel contesto delle obbligazioni assunte con la gestione della discarica per il recupero ambientale, AMSA ha realizzato una serie di interventi tra cui la copertura impermeabile, l'impianto di captazione e combustione del biogas, pozzi di sbarramento e spurgo della falda, l'impianto di trattamento delle acque di falda emunte, opere di raccolta del percolato, un depuratore del percolato, interventi di recupero ambientale. La gestione degli impianti in applicazione dei provvedimenti autorizzativi dovrà proseguire fino alla mineralizzazione dei rifiuti, per quanto riguarda il biogas e fino a quando la falda non sia tornata in buone condizioni, per quanto riguarda i pozzi di spurgo.

Quanto a quest'ultima attività AMSA si è fatta carico di una situazione di degrado e inquinamento preesistente al suo subentro nella gestione dell'area, in relazione alla quale non aveva alcuna responsabilità. Nel 2013, nell'ambito del riassetto della filiera ambientale del Gruppo A2A, A2A Ambiente è subentrata ad AMSA nella gestione della discarica di Gerenzano e nel contratto di servizi tuttora vigente per effetto di proroghe tecniche con il Comune di Milano per il servizio di gestione post mortem della discarica.

In data 1° luglio 2022 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari ex art 415 bis c.p.p. Nell'avviso viene contestato al responsabile (all'epoca dei fatti contestati cioè dal 29 maggio 2015 al 13 novembre 2020) del Polo di Gerenzano e al responsabile della struttura "Impianti Lombardia" (a quest'ultimo in permanenza attuale) di aver cagionato un disastro ambientale nella gestione dell'impianto (art. 452 quater c.p.) tramite un illecito disfunzionamento dell'impianto di depurazione delle acque sotterranee emunte tramite una barriera idraulica così da non svolgere il contenimento della contaminazione della falda e tramite un illecito disfunzionamento dell'impianto di depurazione per il trattamento dei fluidi inquinanti prima della loro immissione nel torrente Bozzente e di aver intralcia ed eluso l'attività di vigilanza e controllo ambientali da parte di ARPA (art. 452 septies c.p. dal 29 maggio 2015 in permanenza per il responsabile della struttura e dal 21 novembre 2016 per il responsabile del Polo).

Nell'avviso di conclusione delle indagini non compare alcun addebito a carico della società ai sensi del D.Lgs 231/01. Si resta in attesa dell'avviso di fissazione dell'udienza preliminare.

* * *

In merito allo stato dei principali contenziosi fiscali si segnala quanto segue:

A2A gencogas S.p.A. (già Abruzzoenergia S.p.A.) - Verifica generale IRES/IRAP/IVA per i periodi di imposta 2014 e 2015

Il 19 gennaio 2016 la Guardia di Finanza – Nucleo Polizia Tributaria di Chieti – ha aperto nei confronti della società A2A gencogas S.p.A. (già Abruzzoenergia S.p.A.), per i periodi di imposta 2014 e 2015, una verifica generale ai fini IRES, IRAP e IVA. La verifica si è conclusa il 25 maggio 2016. La società ha presentato osservazioni al processo verbale di constatazione elevato dai verificatori. Nel mese di dicembre 2016, l'Agenzia delle Entrate di Chieti ha notificato avvisi di accertamento ai fini IRES, IRAP e IVA per gli anni 2011 e 2012 e, nel mese di agosto 2017, ha notificato gli avvisi di accertamento ai fini IRES, IRAP e IVA per gli anni 2013 e 2014. La società ha proposto tempestivo ricorso avverso tutti gli atti notificati. La Commissione Tributaria Provinciale di Chieti e la CTR di Pescara hanno emesso sentenze sfavorevoli per IRES e IRAP. I ricorsi avverso gli avvisi di accertamento IVA per gli anni 2011-2014 sono stati respinti dalla CTP di Chieti e accolti dalla CTR di Pescara. L'8 maggio 2019 la società ha proposto ricorso per Cassazione per IRES 2011 e 2012. Nel mese di febbraio 2020 la società ha proposto ricorso per Cassazione per IRES 2013 e 2014 e IRAP 2011-2014 e controricorso per Cassazione per IVA 2011 e 2012. Il 5

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria semestrale

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Stagionalità dell'attività

Sintesi dei risultati per settore di attività

Note illustrateve alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrateve alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

Altre informazioni

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

maggio 2020, la società ha presentato controricorso per Cassazione per IVA 2013-2014. È stato iscritto un fondo rischi di 2 milioni di euro.

A2A S.p.A. – Imposta di registro conferimento ramo d'azienda e cessione partecipazione Chi.na.co. S.r.l.

Il 4 aprile 2016 la Direzione Provinciale I di Milano – Ufficio Territoriale di Milano 1 – ha notificato l'invito a comparire per fornire chiarimenti sull'operazione di conferimento di azienda nella società Chi.na.co. S.r.l. e la successiva cessione della partecipazione in essa detenuta oggetto di controllo ai fini dell'imposta di registro. L'invito è stato seguito da un contraddittorio con l'Ufficio e dalla successiva notifica, da parte di quest'ultimo, dell'avviso di liquidazione alla controparte acquirente, che in data 28 settembre 2016, ha proposto ricorso. La Commissione Tributaria Provinciale di Milano ha respinto il ricorso con sentenza depositata il 7 luglio 2017. La società acquirente il 13 febbraio 2018 ha proposto appello, respinto dalla CTR di Milano. La società, in data 8 aprile 2019, ha proposto ricorso per Cassazione. Il 21 febbraio 2020 l'Ufficio ha notificato controricorso e ricorso incidentale per Cassazione. Il fondo rischi iscritto per 1,4 milioni di euro è stato interamente utilizzato per il pagamento delle somme richieste con l'avviso di liquidazione.

A2A S.p.A. (incorporante di AMSA Holding S.p.A.) - Avvisi di accertamento ai fini IVA per i periodi di imposta dal 2001 al 2005

A inizio 2006 la Guardia di Finanza – Nucleo Regionale Polizia Tributaria Lombardia di Milano – ha effettuato una verifica fiscale a carico di AMSA Holding S.p.A. (ora A2A S.p.A.) ai fini dell'IVA per gli anni dal 2001 al 2005.

La verifica si è conclusa con un processo verbale di constatazione con il quale è stata contestata la legittimità dell'applicazione dell'aliquota IVA ordinaria, in luogo di quella agevolata, da parte di fornitori per prestazioni di smaltimento rifiuti e di manutenzione impianti e la conseguente deduzione operata a seguito del regolare pagamento delle fatture per tali prestazioni.

Il processo verbale di constatazione è stato seguito dall'emissione di avvisi di accertamento da parte dell'Agenzia delle Entrate – Ufficio di Milano 3 – per tutte le annualità avverso i quali sono stati proposti i ricorsi in Commissione Tributaria Provinciale nei termini di legge.

In data 25 gennaio 2010 e in data 17 febbraio 2010 sono stati, rispettivamente, discussi il ricorso relativo all'annualità 2001 e i ricorsi relativi alle annualità 2004 e 2005, tutti con esito favorevole per la società. L'Ufficio ha proposto appello avverso tutte le sentenze dei primi giudici. La Commissione Tributaria Regionale ha respinto l'appello dell'Ufficio per il 2001, il 2004 e il 2005.

Per l'annualità 2001 l'Agenzia delle Entrate ha presentato ricorso in Cassazione a fronte del quale AMSA Holding S.p.A. (ora A2A S.p.A.), il 9 novembre 2012, ha proposto controricorso. All'udienza di trattazione del 12 dicembre 2018 la società ha chiesto la sospensione del giudizio per valutare la definizione agevolata della controversia. Il 24 maggio 2019, la società ha presentato domanda di definizione agevolata delle controversie fiscali pendenti chiudendo definitivamente la pretesa tributaria.

Anche per le annualità 2002 e 2003 gli esiti dei contenziosi sono stati favorevoli per la società, ma l'Agenzia delle Entrate ha proposto appello avverso entrambe le sentenze. Il 30 novembre 2010 è stato discusso l'appello per il 2002 e con sentenza, depositata il 2 febbraio 2011, la Commissione Tributaria Regionale di Milano ha riformato la sentenza dei primi giudici accogliendo l'appello dell'Ufficio per quasi tutte le fattispecie contestate ad esclusione della categoria dei rifiuti pericolosi. La società ha proposto ricorso per Cassazione per l'anno 2002. L'udienza di trattazione si è tenuta il 12 dicembre 2018 con accoglimento del ricorso e cassato la sentenza con rinvio alla CTR. Il 23 dicembre 2019 la società ha presentato ricorso per riassunzione in CTR e ricorso per revocazione in Cassazione. Per l'anno 2003 il 7 novembre 2011 è stato discusso l'appello proposto dall'Ufficio avanti la Commissione Tributaria Regionale, che lo ha rigettato con sentenza depositata l'11 novembre 2011. L'Ufficio non ha proposto ricorso per Cassazione per le annualità 2003, 2004 e 2005 e le sentenze sono passate in giudicato chiudendo definitivamente il contenzioso.

Non sono iscritti fondi rischi.

A2A Ciclo Idrico S.p.A. – Avvisi di accertamento IMU Comune di Montichiari per gli anni 2013-2018

Il 4 dicembre 2019 il Comune di Montichiari (BS) ha notificato avvisi di accertamento ai fini IMU per gli anni dal 2013 al 2018 relativamente all'impianto di depurazione che insiste sul territorio del medesimo Comune. Il 29 gennaio 2020 la società ha proposto ricorso in Commissione Tributaria Provinciale. È stato iscritto un fondo rischi di 0,7 milioni di euro.

A2A Energia S.p.A. incorporante di Linea Più S.p.A. - Verifica generale IRES/IRAP/IVA per i periodi di imposta 2013 e 2014

Il 17 settembre 2019 la Direzione Regionale della Lombardia – Settore Soggetti di rilevanti dimensioni Ufficio Grandi Contribuenti – ha aperto nei confronti della società A2A Energia S.p.A. (incorporante di Linea Più S.p.A.) una verifica generale ai fini IRES, IRAP e IVA per i periodi di imposta 2013 e 2014. La verifica si è conclusa il 22 ottobre 2019. Il 24 dicembre 2019 la Direzione Regionale della Lombardia ha notificato avvisi di accertamento ai fini IRES, ROBIN TAX, IRAP e IVA per i periodi di imposta verificati.

5
**Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale**

*Informazioni di
carattere generale*

*Relazione finanziaria
semestrale*

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

*Variazioni di
principi contabili
internazionali*

*Area di
consolidamento*

*Criteri e procedure
di consolidamento*

*Stagionalità
dell'attività*

*Sintesi dei
risultati per
settore di attività*

*Note illustrate
alle voci della
Situazione
patrimoniale-
finanziaria*

*Indebitamento
finanziario netto*

*Note illustrate
alle voci di Conto
economico*

Risultato per azione

*Nota sui rapporti
con le parti
correlate*

*Comunicazione
Consob
n. DEM/6064293
del 28 luglio 2006*

*Garanzie ed
impegni con terzi*

Altre informazioni

Il 24 luglio 2020, la Società ha proposto ricorso in Commissione Tributaria Provinciale avverso tutti gli atti di accertamento. Nell'udienza dell'11 maggio 2021 la Commissione Tributaria Provinciale di Milano ha accolto i ricorsi della società. Il 24 settembre 2021 l'Ufficio ha proposto appello e, il 19 novembre 2021, la Società ha presentato atto di controdeduzioni all'appello. È stato iscritto un fondo rischi di 10,3 milioni di euro.

A2A Ambiente S.p.A. - Verifica Tassa sulle Emissioni di anidride solforosa e ossidi di azoto SO₂ NO_x per i periodi di imposta 2014 e 2019

Il 24 ottobre 2019 l'Agenzia delle Dogane di Napoli 2 – Reparto Verifiche e Controlli Settore Accise – ha aperto nei confronti della società A2A Ambiente S.p.A. una verifica tecnica amministrativa, a carico del Termovalorizzatore di Acerra, volta al recupero della Tassa sulle Emissioni di anidride solforosa e ossidi di azoto per gli anni 2014-2019. La verifica si è conclusa il 27 febbraio 2020. Il 24 aprile 2020 la società ha presentato le proprie osservazioni al Processo Verbale redatto dai verificatori. L'Agenzia delle Dogane di Napoli, l'11 dicembre 2020, ha notificato avviso di pagamento e irrogazione sanzioni per gli anni 2015-2019. Nel mese di marzo 2021, la Società ha proposto ricorso in Commissione Tributaria Provinciale di Napoli che lo ha respinto. La società sta valutando le azioni conseguenti. È stato iscritto un fondo rischi di 0,5 milioni di euro.

* * *

Raccomandazione Consob n. 61493 del 18 luglio 2013

A seguito della Raccomandazione Consob n. 61493 pubblicata nel mese di luglio 2013, il Gruppo A2A ha effettuato approfondite analisi che hanno individuato nel settore della produzione idroelettrica l'ambito di applicazione per il Gruppo.

Per il primo semestre 2022 gli investimenti inerenti tale settore sono stati marginali e dovuti all'ordinaria manutenzione.

* * *

La Società ha deciso di avvalersi delle facoltà previste dagli articoli 70, comma 8, e 71, comma 1-bis, del Regolamento Emittenti e, quindi, di derogare all'obbligo di mettere a disposizione del pubblico un documento informativo in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumento di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizione e cessione.

6

Allegati alle Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

6.1 1. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni materiali

Immobilizzazioni materiali milioni di euro	VALORE RESIDUO AL 31 12 2021	PRIMI CONSOLIDAMENTI	VARIAZIONI DEL PERIODO	
			INVESTIMENTI	VARIAZIONI DI CATEGORIA
Terreni	141	2	4	1
Fabbricati	544	5	6	2
Impianti e macchinari	3.908	135	94	53
Attrezzature industriali e commerciali	55		6	
Altri beni	132		16	3
Discariche	25			2
Immobilizzazioni in corso ed acconti	544		168	(61)
Migliorie beni di terzi	124		10	
Attività per diritti d'uso	115	13		
Totale immobilizzazioni materiali	5.588	155	304	-

Immobilizzazioni materiali milioni di euro	VALORE RESIDUO AL 31 12 2020	PRIMI CONSOLIDAMENTI	VARIAZIONI DEL PERIODO	
			INVESTIMENTI	VARIAZIONI DI CATEGORIA
Terreni	127	15	1	
Fabbricati	597		5	7
Impianti e macchinari	3.788	142	81	27
Attrezzature industriali e commerciali	50		5	
Altri beni	122		8	7
Discariche	26			
Immobilizzazioni in corso ed acconti	226	34	149	(42)
Migliorie beni di terzi	113	2	9	
Attività per diritti d'uso	113	14		
Totale immobilizzazioni materiali	5.162	207	258	(1)

1. *Prospetto
 delle variazioni
 dei conti delle
 immobilizzazioni
 materiali*

2. *Prospetto
 delle variazioni
 dei conti delle
 immobilizzazioni
 immateriali*

3. *Elenco delle
 Imprese incluse
 nel bilancio
 consolidato*

4. *Elenco delle
 partecipazioni in
 società valutate
 col metodo del
 Patrimonio netto*

5. *Elenco delle
 partecipazioni in
 altre imprese*

VARIAZIONI DEL PERIODO

RICLASSIFICAZIONI/ ALTRÉ VARIAZIONI		SMOBILIZZI/CESSIONI		SVALUTAZIONI	AMMORTAMENTI	TOTALE VARIAZIONI DEL PERIODO	VALORE RESIDUO AL 30 06 2022
VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO	VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO				
(1)						4	147
26	(24)				(15)	(5)	544
231	(279)	(15)	14		(176)	(78)	3.965
6	(6)	(1)	1		(5)	1	56
16	(16)	(7)	7		(16)	3	135
(9)					(4)	(11)	14
(2)						105	649
					(11)	(1)	123
6	17				(15)	8	136
273	(308)	(23)	22	-	(242)	26	5.769

VARIAZIONI DEL PERIODO

RICLASSIFICAZIONI/ ALTRÉ VARIAZIONI		SMOBILIZZI/CESSIONI		SVALUTAZIONI	AMMORTAMENTI	TOTALE VARIAZIONI DEL PERIODO	VALORE RESIDUO AL 30 06 2021
VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO	VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO				
(1)						-	142
(16)	19				(16)	(1)	596
163	(177)	(46)	45		(165)	(72)	3.858
6	(8)				(5)	(2)	48
27	(25)	(5)	5		(16)	1	123
10	(13)				(2)	(5)	21
(1)						106	366
4	(4)				(9)	-	115
8	(4)				(13)	(9)	118
200	(212)	(51)	50	-	(226)	18	5.387

6.2 2. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali

Immobilizzazioni immateriali milioni di euro	VALORE RESIDUO AL 31 12 2021	PRIMI CONSOLIDAMENTI	VARIAZIONI DEL PERIODO	
			INVESTIMENTI	VARIAZIONI DI CATEGORIA
Diritti di brevetto industriale e ut.op.dell'ingegno	52		8	4
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.881	5	106	9
Avviamento	746	98		
Immobilizzazioni in corso	119	3	33	(17)
Altre immobilizzazioni immateriali	327	2	12	4
Totale immobilizzazioni immateriali	3.125	108	159	-

Immobilizzazioni immateriali milioni di euro	VALORE RESIDUO AL 31 12 2020	PRIMI CONSOLIDAMENTI	VARIAZIONI DEL PERIODO	
			INVESTIMENTI	VARIAZIONI DI CATEGORIA
Diritti di brevetto industriale e ut.op.dell'ingegno	40		7	4
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.876		94	6
Avviamento	426	65		
Immobilizzazioni in corso	74		46	(9)
Altre immobilizzazioni immateriali	321	19	8	
Totale immobilizzazioni immateriali	2.737	84	155	1

1. Prospetto
 delle variazioni
 dei conti delle
 immobilizzazioni
 materiali

2. Prospetto
 delle variazioni
 dei conti delle
 immobilizzazioni
 immateriali

3. Elenco delle
 Imprese incluse
 nel bilancio
 consolidato

4. Elenco delle
 partecipazioni in
 società valutate
 col metodo del
 Patrimonio netto

5. Elenco delle
 partecipazioni in
 altre imprese

VARIAZIONI DEL PERIODO

RICLASSIFICAZIONI/ ALTRÉ VARIAZIONI		SMOBILIZZI/CESSIONI		SVALUTAZIONI	AMMORTAMENTI	TOTALE VARIAZIONI DEL PERIODO	VALORE RESIDUO AL 30 06 2022
VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO	VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO				
(1)					(13)	(2)	50
241	(244)	(4)	3		(76)	35	1.921
10	(10)				-	844	
						16	138
(8)	(5)				(20)	(17)	312
242	(259)	(4)	3	-	(109)	32	3.265

VARIAZIONI DEL PERIODO

RICLASSIFICAZIONI/ ALTRÉ VARIAZIONI		SMOBILIZZI/CESSIONI		SVALUTAZIONI	AMMORTAMENTI	TOTALE VARIAZIONI DEL PERIODO	VALORE RESIDUO AL 30 06 2021
VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO	VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO				
				(11)	-	-	40
134	(128)	(6)	5		(71)	34	1.910
8	(20)				(12)	479	
(2)					35	109	
44	(4)				(15)	33	373
184	(152)	(6)	5	-	(97)	90	2.911

6.3 3. Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato

Denominazione	SEDE	DIVISA	CAPITALE SOCIALE (MIGLIAIA)
Area di consolidamento			
Unareti S.p.A.	Brescia	Euro	965.250
A2A Calore & Servizi S.r.l.	Brescia	Euro	150.000
A2A Smart City S.p.A.	Brescia	Euro	3.448
A2A Energia S.p.A.	Milano	Euro	3.000
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	Brescia	Euro	70.000
A2A Ambiente S.p.A.	Brescia	Euro	220.000
A2A Montenegro d.o.o.	Podgorica (Montenegro)	Euro	100
A2A Energiefuture S.p.A.	Milano	Euro	50.000
A2A gencogas S.p.A.	Milano	Euro	450.000
Retragas S.r.l.	Brescia	Euro	34.495
Camuna Energia S.r.l.	Cedegolo (BS)	Euro	900
A2A Alfa S.r.l. in liquidazione	Milano	Euro	100
Proaris S.r.l. in liquidazione	Milano	Euro	1.875
Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.	Gardone Val Trompia (BS)	Euro	8.939
Yada Energia S.r.l.	Milano	Euro	2.400
LaboRAEE S.r.l.	Milano	Euro	90
Ecodeco Hellas S.A. in liquidazione	Atene (Grecia)	Euro	60
Ecolombardia 4 S.p.A.	Milano	Euro	13.515
Sicura S.r.l.	Milano	Euro	1.040
Sistema Ecodeco UK Ltd	Canvey Island Essex (Regno Unito)	GBP	250
A.S.R.A.B. S.p.A.	Cavaglià (BI)	Euro	2.582
Nicosiambiente S.r.l.	Milano	Euro	50
Bioase S.r.l.	Sondrio	Euro	677
Aprica S.p.A.	Brescia	Euro	10.000
Amsa S.p.A.	Milano	Euro	10.000
SED S.r.l.	Robassomero (TO)	Euro	1.250
TecnoA S.r.l.	Brescia	Euro	3.000
Bergamo Servizi S.r.l.	Brescia	Euro	10
A2A Recycling S.r.l.	Novate Milanese (MI)	Euro	5.000
A2A Integrambiente S.r.l.	Brescia	Euro	10
Electrometal S.r.l.	Castegnato (BS)	Euro	200
Areslab S.r.l.	Brescia	Euro	10

% DI PARTECIPAZIONE CONSOLIDATA DI GRUPPO AL 30 06 2022	QUOTE POSSEDEUTE %	AZIONISTA	CRITERIO DI VALUTAZIONE	
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale	1. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni materiali
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale	2. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale	3. Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale	4. Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale	5. Elenco delle partecipazioni in altre imprese
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale	
91,60%	91,60%	A2A S.p.A. (87,27%) Unareti S.p.A. (4,33%)	Consolidamento integrale	
89,00%	89,00%	A2A S.p.A. (74,50%) Linea Green S.p.A. (14,50%)	Consolidamento integrale	
70,00%	70,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale	
60,00%	60,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale	
74,80%	74,80%	A2A S.p.A. (74,55%) Unareti S.p.A. (0,25%)	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	Amsa S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale	
68,78%	68,78%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale	
96,80%	96,80%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale	
70,00%	70,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale	
99,90%	99,90%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale	
70,00%	70,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	Aprica S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A. (74%) Aprica S.p.A. (1%) Amsa S.p.A. (25%)	Consolidamento integrale	
90,00%	90,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale	
100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A.	Consolidamento integrale	

6 Allegati alle Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Denominazione	SEDE	DIVISA	CAPITALE SOCIALE (MIGLIAIA)
A2A Security S.c.p.a.	Milano	Euro	52
BIOENERGIA GUALDO S.r.l.	Gualdo Tadino (PG)	Euro	10
WALDUM TADINUM ENERGIA S.r.l.	Gualdo Tadino (PG)	Euro	10
ENERGIA ANAGNI S.r.l.	Anagni (FR)	Euro	10
BIOENERGIA ROCCASECCA S.r.l.	San Vito (FR)	Euro	10
LumEnergia S.p.A.	Villa Carcina (BS)	Euro	300
A2A Energy Solutions S.r.l.	Milano	Euro	4.000
ES Energy S.r.l.	Jesi (AN)	Euro	10
A2A Rinnovabili S.p.A.	Milano	Euro	50
INTHE 2 S.r.l.	Milano	Euro	210
Fair Renew S.r.l.	Milano	Euro	10
renewA21 S.r.l.	Milano	Euro	20
renewA22 S.r.l.	Milano	Euro	220
renewA23 S.r.l.	Milano	Euro	20
renewA24 S.r.l.	Milano	Euro	20
renewA25 S.r.l.	Milano	Euro	20
Trovosix S.r.l.	Milano	Euro	20
Des Energia Tredici S.r.l.	Milano	Euro	10
CS Solar2 S.r.l.	Milano	Euro	15
Flabrum S.r.l.	Milano	Euro	100
Solar italy V S.r.l.	Milano	Euro	10
Rossini Energia S.r.l.	Milano	Euro	-
Verdi Energia S.r.l.	Milano	Euro	-
Vivaldi Energia S.r.l.	Milano	Euro	-
Pergolesi Energia S.r.l.	Milano	Euro	-
Cilea Energia S.r.l.	Milano	Euro	-
Tosti Energia S.r.l.	Milano	Euro	-
Albinoni Energia S.r.l.	Milano	Euro	-
Bellini Energia S.r.l.	Milano	Euro	-
Corelli Energia S.r.l.	Milano	Euro	-
Leoncavallo Energia S.r.l.	Milano	Euro	-

6 Allegati alle Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

6 Allegati alle Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Denominazione	SEDE	DIVISA	CAPITALE SOCIALE (MIGLIAIA)
Monteverdi Energia S.r.l.	Milano	Euro	-
Tartini Energia S.r.l.	Milano	Euro	-
Trovaioli Energia S.r.l.	Milano	Euro	-
Paganini Energia S.r.l.	Milano	Euro	-
Puccini Energia S.r.l.	Milano	Euro	-
Gash 1 S.r.l.	Milano	Euro	10
Gash 2 S.r.l.	Milano	Euro	10
Volta Green Energy S.r.l.	Rovereto (TN)	Euro	10
VGE 01 S.r.l.	Rovereto (TN)	Euro	10
VGE 02 S.r.l.	Rovereto (TN)	Euro	10
VGE 03 S.r.l.	Rovereto (TN)	Euro	10
VGE 04 S.r.l.	Rovereto (TN)	Euro	10
VGE 06 S.r.l.	Rovereto (TN)	Euro	10
R2R S.r.l.	Rovereto (TN)	Euro	10
Linea Gestioni S.r.l.	Crema (CR)	Euro	6.000
LD Reti S.r.l.	Lodi	Euro	32.976
Linea Green S.p.A.	Cremona	Euro	48.000
Linea Ambiente S.r.l.	Rovato (BS)	Euro	19.000
Fragea S.r.l. società agricola	Sesto ed Uniti (CR)	Euro	20.000
AGRIPOWER S.R.L.	Milano	Euro	500
B-HOLDING S.R.L.	Milano	Euro	50
CASTEL RITALDI BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA S.R.L.	Milano	Euro	50
DONNA RICCA BIOENERGIA S.R.L. SOCIETÀ AGRICOLA	Milano	Euro	10
GIULIANA BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Milano	Euro	65
IUMAGAS BIOENERGY SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Milano	Euro	50
LA MARROCCA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Milano	Euro	10
LI.F.E. S.R.L.	Milano	Euro	10
MARSICA AGROENERGIA S.R.L.	Milano	Euro	60
PONZANO BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Milano	Euro	40
PRATI BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Bologna	Euro	40
ROBERTA BIOENERGIA S.R.L.	Milano	Euro	10
SAN QUIRICO BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Milano	Euro	160
SCALENGHE BIOGAS SOCIETÀ AGRICOLA S.R.L.	Milano	Euro	10
STROVINA BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Milano	Euro	40
SUGAR ENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Milano	Euro	100
TORRE ZUINA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Milano	Euro	10
TULA BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Milano	Euro	40
VITTORIA BIOENERGIA S.R.L.	Milano	Euro	50
CONSORZIO UMBRIA BIOENERGIA	Zola Predosa (BO)	Euro	1
Lomellina Energia S.r.l.	Parona (PV)	Euro	358
Asm Energia S.p.A.	Vigevano (PV)	Euro	2.511
ACSM-AGAM S.p.A.	Monza	Euro	197.344
Lereti S.p.A.	Como	Euro	86.450
ComoCalor S.p.A.	Como	Euro	3.516
Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l.	Sondrio	Euro	2.000

% DI PARTECIPAZIONE CONSOLIDATA DI GRUPPO AL 30 06 2022	QUOTE POSSEDEUTE %	AZIONISTA	CRITERIO DI VALUTAZIONE
100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
70,00%	70,00%	Volta Green Energy S.r.l.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	Volta Green Energy S.r.l.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	Volta Green Energy S.r.l.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	Volta Green Energy S.r.l.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	Volta Green Energy S.r.l.	Consolidamento integrale
60,00%	60,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
95,60%	95,60%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	AGRIPOWER S.R.L.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	AGRIPOWER S.R.L.	Consolidamento integrale
51,00%	51,00%	AGRIPOWER S.R.L.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	B-HOLDING S.R.L.	Consolidamento integrale
51,00%	51,00%	AGRIPOWER S.R.L.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	AGRIPOWER S.R.L.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	AGRIPOWER S.R.L.	Consolidamento integrale
54,02%	54,02%	LA MARROCCA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Consolidamento integrale
51,00%	51,00%	B-HOLDING S.R.L.	Consolidamento integrale
51,00%	51,00%	B-HOLDING S.R.L.	Consolidamento integrale
51,00%	51,00%	AGRIPOWER S.R.L.	Consolidamento integrale
93,75%	93,75%	AGRIPOWER S.R.L.	Consolidamento integrale
82,00%	82,00%	B-HOLDING S.R.L.	Consolidamento integrale
51,00%	51,00%	AGRIPOWER S.R.L.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	AGRIPOWER S.R.L.	Consolidamento integrale
51,00%	51,00%	AGRIPOWER S.R.L.	Consolidamento integrale
51,00%	51,00%	B-HOLDING S.R.L.	Consolidamento integrale
75,00%	75,00%	B-HOLDING S.R.L.	Consolidamento integrale
90,92%	90,92%	CASTEL RITALDI BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA S.R.L.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A Ambiente S.p.A. (64,30%) Linea Ambiente S.r.l. (35,70%)	Consolidamento integrale
45,00%	45,00%	A2A Energia S.p.A.	Consolidamento integrale
41,34%	41,34%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
51,00%	51,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale

6 Allegati alle Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

Denominazione	SEDE	DIVISA	CAPITALE SOCIALE (MIGLIAIA)
Acel Energie S.r.l.	Lecco	Euro	17.100
Acsm Agam Ambiente S.r.l.	Varese	Euro	4.500
Varese Risorse S.p.A.	Monza	Euro	6.000
AEVV Impianti S.r.l.	Monza	Euro	21.800
AEVV Farmacie S.r.l.	Sondrio	Euro	100
A2A E-MOBILITY S.r.l.	Milano	Euro	1.000
Ambiente Energia Brianza S.p.A.	Seregno (MB)	Euro	119.496
A2A Illuminazione Pubblica S.r.l.	Brescia	Euro	19.000
Gelsia S.r.l.	Seregno (MB)	Euro	20.345
RetiPiù S.r.l.	Desio (MB)	Euro	110.000
Gelsia Ambiente S.r.l.	Desio (MB)	Euro	4.671
4NEW S.r.l.	Milano	Euro	811
4NEW MONTE GRIGHINE S.r.l.	Milano	Euro	10.000
CERVETERI ENERGIA S.r.l.	Milano	Euro	21
DE - STERN 12 S.r.l.	Milano	Euro	50
STCS S.r.l.	Milano	Euro	10
LA CASTILLEJA ENERGIA SL	Madrid (ES)	Euro	4
SISTEMES ENERGETICS CONESA I SOCIEDAD LIMITADA	Madrid (ES)	Euro	3
GLOBAL ONEGA SL	Madrid (ES)	Euro	10
RESPETO AL MEDIO AMBIENTE SL	Madrid (ES)	Euro	3
3 New & Partners S.r.l.	Milano	Euro	25.000
Mimiani wind S.r.l.	Milano	Euro	100

% DI PARTECIPAZIONE CONSOLIDATA DI GRUPPO AL 30 06 2022	QUOTE POSSEDUTE %	AZIONISTA	CRITERIO DI VALUTAZIONE
99,75%	99,75%	ACSM-AGAM S.p.A. (99,75%)	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
33,52%	33,52%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	Ambiente Energia Brianza S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	Ambiente Energia Brianza S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	Ambiente Energia Brianza S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	Ambiente Energia Brianza S.p.A. (70%) A2A Integrabiente S.r.l. (30%)	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	4NEW S.r.l.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	4NEW S.r.l.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	4NEW S.r.l.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	GLOBAL ONEGA SL	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	RESPETO AL MEDIO AMBIENTE SL (50%) GLOBAL ONEGA SL (50%)	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	4NEW S.r.l.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	4NEW S.r.l.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	3 New & Partners S.r.l.	Consolidamento integrale

1. Prospetto
 delle variazioni
 dei conti delle
 immobilizzazioni
 materiali

2. Prospetto
 delle variazioni
 dei conti delle
 immobilizzazioni
 immateriali

**3. Elenco delle
 Imprese incluse
 nel bilancio
 consolidato**

4. Elenco delle
 partecipazioni in
 società valutate
 col metodo del
 Patrimonio netto

5. Elenco delle
 partecipazioni in
 altre imprese

6.4 4. Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto

Denominazione	SEDE	DIVISA	CAPITALE SOCIALE (MIGLIAIA)
Partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto			
PremiumGas S.p.A. in liquidazione	Bergamo	Euro	120
Ergosud S.p.A.	Roma	Euro	81.448
Metamer S.r.l.	San Salvo (CH)	Euro	650
NETCITY S.r.l.	Pescara	Euro	20
SET S.r.l.	Toscolano Maderno (BS)	Euro	104
Messina in Luce S.c.a r.l.	Monza	Euro	20
Serio Energia S.r.l.	Concordia sulla Secchia (MO)	Euro	1.000
Visano Soc. Trattamento Reflui S.c.a.r.l.	Brescia	Euro	25
COSMO Società Consortile a Responsabilità Limitata	Brescia	Euro	100
Crit S.c.a.r.l.	Cremona	Euro	310
Suncity Group S.r.l.	Pescara	Euro	14
G.Eco S.r.l.	Treviglio (BG)	Euro	500
Bergamo Pulita S.r.l.	Bergamo	Euro	10
Tecnoacque Cusio S.p.A.	Omegna (VB)	Euro	206
Fratelli Omini S.p.A.	Novate Milanese (MI)	Euro	260
ASM Codogno S.r.l.	Codogno (LO)	Euro	1.898
Prealpi Servizi S.r.l.	Varese	Euro	5.451
Consul System S.p.A.	Ascoli Piceno	Euro	2.000
Saxa Gres S.p.A.	Anagni (FR)	Euro	3.100
Società Agricola Mattioli Energia S.r.l.	Finale Emilia (MO)	Euro	20
Daunia Calvello S.r.l.	Rovereto (TN)	Euro	100
Daunia Serracapriola S.r.l.	Rovereto (TN)	Euro	2.000
Daunia Wind S.r.l.	Roma	Euro	6.025
Acinque Energy Greenway S.r.l.	Monza	Euro	8.464
Totale partecipazioni			

QUOTE POSSEDEUTE %	AZIONISTA	VALORE DI CARICO AL 30 06 2022 (MIGLIAIA)	CRITERIO DI VALUTAZIONE
50,00%	A2A Alfa S.r.l. in liquidazione	-	Patrimonio netto
50,00%	A2A gencogas S.p.A.	-	Patrimonio netto
50,00%	A2A Energia S.p.A.	2.683	Patrimonio netto
49,00%	A2A Energia S.p.A.	759	Patrimonio netto
49,00%	A2A S.p.A.	996	Patrimonio netto
70,00%	Varese Risorse S.p.A. (55%) A2A Illuminazione Pubblica S.r.l. (15%)	11	Patrimonio netto
40,00%	A2A S.p.A.	759	Patrimonio netto
40,00%	A2A S.p.A.	10	Patrimonio netto
52,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.	124	Patrimonio netto
32,90%	A2A Smart City S.p.A.	91	Patrimonio netto
26,00%	A2A Energy Solution S.r.l.	6.571	Patrimonio netto
40,00%	Aprica S.p.A.	2.992	Patrimonio netto
50,00%	A2A Ambiente S.p.A.	67	Patrimonio netto
25,00%	A2A Ambiente S.p.A.	351	Patrimonio netto
30,00%	A2A Ambiente S.p.A.	5.661	Patrimonio netto
49,00%	Linea Gestioni S.r.l.	3.626	Patrimonio netto
12,47%	ACSM-AGAM S.p.A.	-	Patrimonio netto
49,00%	A2A Energy Solution S.r.l.	7.279	Patrimonio netto
27,71%	A2A Ambiente S.p.A.	-	Patrimonio netto
20,00%	Agripower S.r.l.	475	Patrimonio netto
74,50%	A2A Rinnovabili S.p.A. (49%) Daunia Wind S.r.l. (25,5%)	17.690	Patrimonio netto
65,00%	A2A Rinnovabili S.p.A. (30%) Daunia Wind S.r.l. (35%)	23.268	Patrimonio netto
50,00%	3 New & Partners S.r.l.	195.008	Patrimonio netto
70,00%	Varese Risorse S.p.A.	-	Patrimonio netto
		268.421	

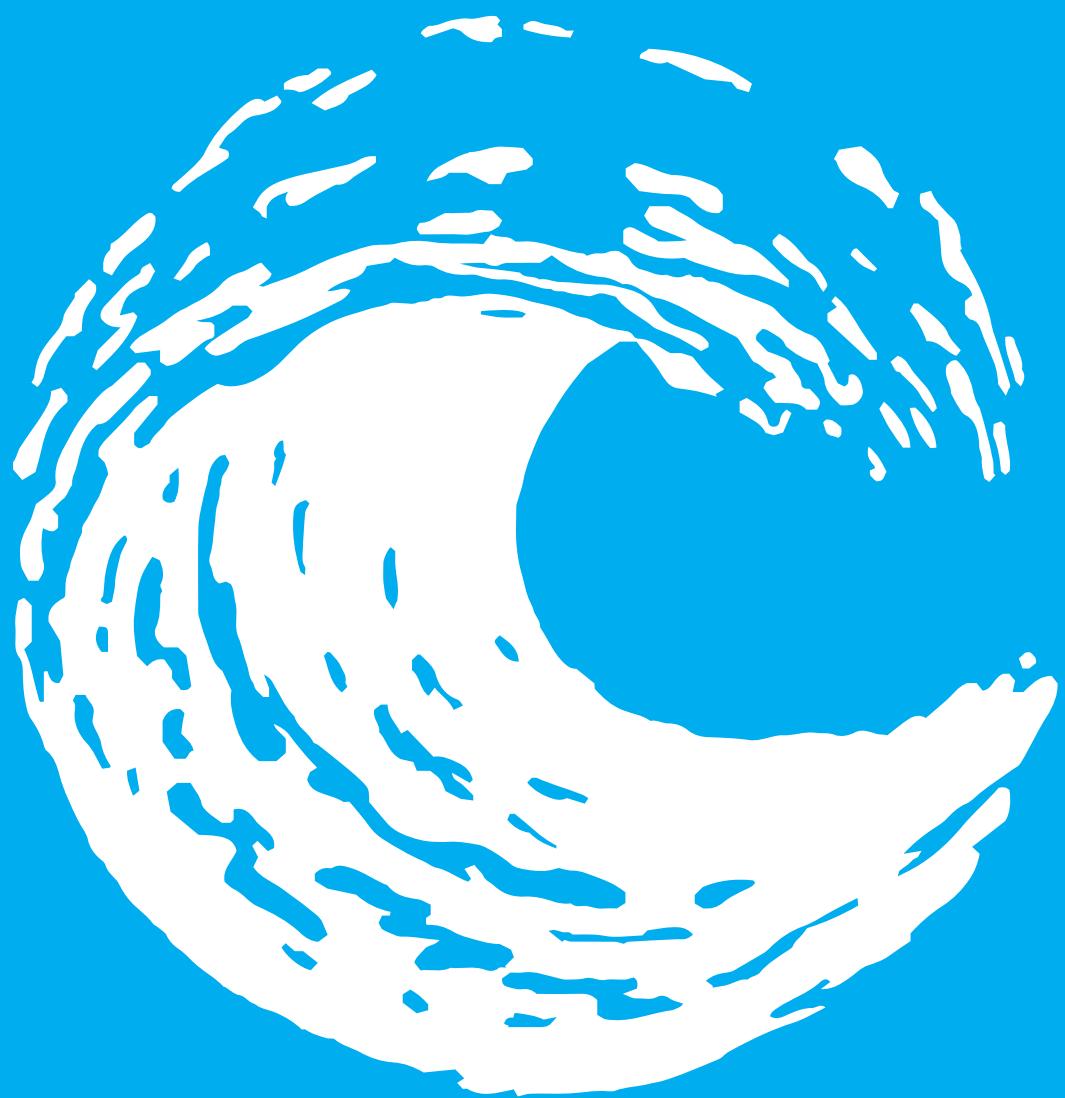
1. Prospetto
delle variazioni
dei conti delle
immobilizzazioni
materiali

2. Prospetto
delle variazioni
dei conti delle
immobilizzazioni
immateriali

3. Elenco delle
Imprese incluse
nel bilancio
consolidato

4. Elenco delle
partecipazioni in
società valutate
col metodo del
Patrimonio netto

5. Elenco delle
partecipazioni in
altre imprese



6.5 5. Elenco delle partecipazioni in altre imprese

Denominazione	QUOTE POSSEDEUTE %	AZIONISTA	VALORE DI CARICO AL 30 06 2022 (MIGLIAIA)
Immobiliare-Fiera di Brescia S.p.A.	0,90%	A2A S.p.A.	
AQM S.r.l.	7,80%	A2A S.p.A. (7,52%) LumEnergia S.p.A. (0,28%)	
AvioValtellina S.p.A.	0,18%	A2A S.p.A.	
Banca di Credito Cooperativo dell'Oglio e del Serio s.c.	n.s.	A2A S.p.A.	
L.E.A.P. S.c.a.r.l.	8,29%	A2A S.p.A.	
Guglionesi Ambiente S.c.a.r.l.	1,01%	A2A Ambiente S.p.A.	
S.I.T. S.p.A.	0,26%	Aprica S.p.A.	
Stradivaria S.p.A.	n.s.	A2A S.p.A.	
Tirreno Ambiente S.p.A. in liquidazione	3,00%	A2A Ambiente S.p.A.	
IBF Servizi S.p.A.	11,25%	A2A Smart City S.p.A.	
DI.T.N.E. S.c.a.r.l.	1,73%	A2A S.p.A.	
E.M.I.T. S.r.l. in liquidazione	10,00%	A2A S.p.A.	
COMIECO	6,29%	A2A Recycling S.r.l. (2,13%) A2A Ambiente S.p.A. (4,16%)	
CONAPI S.c.a.r.l.	20,00%	A2A Recycling S.r.l.	
Blugas Infrastrutture S.r.l.	27,51%	A2A S.p.A.	
Casalasca Servizi S.p.A.	13,88%	Linea Gestioni S.r.l.	
Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione	23,25%	A2A S.p.A. (15,70%) Ambiente Energia Brianza S.p.A. (7,55%)	
Confidi Toscana S.c.a.r.l.	n.s.	Linea Ambiente S.r.l.	
Credito Valtellinese	n.s.	Linea Ambiente S.r.l.	
Futura S.r.l.	1,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.	
MORINA S.r.l.	5,00%	Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.	
Comodepur S.c.p.a. in liquidazione	9,81%	ACSM - AGAM S.p.A.	
T.C.VV.V. S.p.A.	0,25%	ACSM - AGAM S.p.A.	
CIAL-CONSORZIO IMBALLAGGIO ALLUMINIO	0,60%	A2A Ambiente S.p.A.	
COREVE	0,88%	A2A Ambiente S.p.A.	
COREPLA-CONSORZIO RECUPERO PLASTICA NAZIONALE	3,04%	A2A Ambiente S.p.A.	
RICREA-CONSORZIO NAZIONALE RICICLO E RECUPERO IMBALLAGGI ACCIAIO	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
CIC-CONSORZIO ITALIANO COMPOSTATORI	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
Totale partecipazioni in altre imprese			7.049

1. Prospetto
delle variazioni
dei conti delle
immobilizzazioni
materiali

2. Prospetto
delle variazioni
dei conti delle
immobilizzazioni
immateriali

3. Elenco delle
Imprese incluse
nel bilancio
consolidato

4. Elenco delle
partecipazioni in
società valutate
col metodo del
Patrimonio netto

**5. Elenco delle
partecipazioni in
altre imprese**

Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A

A partire dall'ultimo trimestre del 2021 si è assistito, a livello comunitario e nazionale, ad una situazione congiunturale di forte tensione e volatilità sui mercati dell'energia, acuitasi a fine febbraio a seguito del conflitto armato russo-ucraino. Per fronteggiare tale situazione di eccezionale instabilità e al fine di contenere gli impatti dei picchi di prezzo sui clienti finali, tutelando in particolare quelli in condizione di disagio, il Governo è intervenuto a più riprese con una serie di iniziative legislative d'urgenza (i.e. DL) e con uno stanziamento di spesa, nel solo primo semestre 2022, complessivamente pari a circa 12,6 miliardi di euro. D'interesse per il Gruppo A2A e in relazione al primo semestre 2022, si segnalano:

- Legge 30 Dicembre 2021, n. 234 (Legge di Bilancio 2022):
 - Al fine di contenere gli effetti degli aumenti dei prezzi energetici si è provveduto per il I trimestre 2022 a:
 - annullare gli oneri generali di sistema per le utenze domestiche e non domestiche con potenza fino a 16,5 kW e a ridurre le aliquote relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas;
 - derogare a quanto previsto dal DPR 26 ottobre 1972, n. 633, prevedendo l'IVA ridotta al 5% per i consumi di gas metano destinato alla combustione per usi civili e per usi industriali;
 - rideterminare le agevolazioni riconosciute ai clienti economicamente svantaggiati e in disagio fisico, introducendo una compensazione integrativa (bonus integrativo – CCI) per la fornitura di gas naturale ed energia elettrica che permetta di minimizzare gli incrementi della spesa per la fornitura;
 - l'art. 1, comma 509, ha disposto che in caso di inadempimento da parte dei clienti domestici per le fatture emesse dal 1° gennaio al 30 aprile 2022, i venditori e gli esercenti della maggior tutela siano tenuti ad offrire una rateizzazione delle bollette per un periodo di 10 mesi. La Delibera ARERA 636/2021/R/com ha definito le regole attuative della disposizione, prevedendo che i venditori siano tenuti a darne evidenza ai clienti attraverso la lettera di sollecito o di messa in mora. Il Gruppo A2A, anche grazie ad accordi sottoscritti con le Associazioni dei Consumatori, ha messo a disposizione forme di rateizzazione dell'intero importo con la massima flessibilità, secondo le esigenze specifiche dei clienti, senza applicazione di interessi e con la conseguente sospensione delle azioni di distacco, anche prima della scadenza della fattura, oltre ad estendere volontariamente tale previsione ai clienti residenziali del teleriscaldamento.
- DL 27 gennaio 2022, n. 4, convertito in Legge 28 marzo 2022, n. 25 (DL Sostegni ter):
 - l'art. 14 estende le disposizioni della Legge di Bilancio 2022 per quanto concerne l'annullamento degli oneri generali di sistema, prevedendo che a partire dal 1° gennaio 2022 anche per tutte le utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, sia disposta la riduzione delle aliquote, affidando ad ARERA il compito di rendere operativa tale disposizione con effetto retroattivo;
 - l'art. 15 ha provveduto a riconoscere alle imprese a forte consumo di energia elettrica (di cui al DM MISE 21 dicembre 2017), i cui costi per kWh della componente energia elettrica hanno subito un incremento superiore al 30% rispetto allo stesso periodo del 2019, un contributo straordinario a compensazione parziale dei maggiori oneri sostenuti, sotto forma di credito di imposta, del 20% delle spese sostenute per la componente energetica acquistata ed effettivamente utilizzata nel primo trimestre 2022;
 - l'art. 15 bis ha previsto un primo intervento di prelievo dei cosiddetti presunti "extra-profitti", introducendo un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia elettrica immessa da alcune tipologie di impianti rinnovabili (fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW ammessi a beneficiare di premi fissi, non dipendenti dai prezzi di mercato, derivanti dal meccanismo del Conto Energia e impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idrica, geotermica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio in data antecedente al 1° gennaio 2010, inclusi gli impianti in ritiro dedicato e scambio sul posto). Il meccanismo stabilisce la regolazione economica con il GSE delle differenze, nel periodo 1° febbraio - 31 dicembre 2022, tra un prezzo di riferimento definito dallo stesso DL per zona di mercato e, per gli impianti idroelettrici a bacino, il prezzo medio zonale mensile, per i restanti impianti, il prezzo zonale orario. La norma prevede l'esclusione dell'energia oggetto di contratti di fornitura conclusi prima del 27 gennaio 2022, a condizione che non siano collegati all'andamento dei mercati spot e che non siano stati stipulati ad un prezzo medio superiore del 10% rispetto al valore di riferimento ("valore soglia"). La Delibera 266/2022/R/eel ha stabilito le modalità di attuazione del meccanismo prevedendo, in particolare: i) la determinazione della quota di energia immessa afferente ai contratti di fornitura stipulati prima del 27 gennaio 2022, confrontando l'energia totale effettivamente immessa da tutti gli impianti afferenti al/i contratto/i sull'orizzonte temporale di riferimento e i volumi totali contrattuali del medesimo periodo; ii) la comunicazione, accompagnata da attestazione rilasciata da società di revisione, di un prezzo medio unico per i contratti (tale prezzo viene considerato nella regolazione economica se il contratto è collegato al mercato spot o il prezzo è superiore al valore soglia); iii) l'identificazione della data di entrata in esercizio per gli impianti soggetti a rifacimenti con la data di attivazione della connessione successiva all'intervento; iv) l'esclusione dal meccanismo

della quota di energia idroelettrica oggetto di cessioni gratuite alle Regioni. In termini di tempistiche, ARERA ha previsto che entro il 10 luglio 2022 il GSE invii agli operatori interessati dalla misura la richiesta di fornire, entro il 10 agosto 2022, le informazioni necessarie. La regolazione economica avviene a partire dal mese di ottobre 2022 per i mesi febbraio-agosto 2022, ed entro la fine del secondo mese successivo a quello a cui la produzione è riferita per gli ulteriori mesi del periodo di riferimento. Eventuali conguagli saranno effettuati dal GSE entro maggio 2023. La stima dell'impatto complessivo della misura per il Gruppo A2A è ad oggi in fase di valutazione.

- DL 22 febbraio 2022, n. 14, convertito in Legge 5 aprile 2022, n. 28 (DL Ucraina):
 - in relazione al settore termoelettrico, ha stabilito la possibilità di attuare un programma per la massimizzazione dell'utilizzo degli impianti alimentati a carbone e a olio combustibile, dando ad ARERA il compito di stabilire i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti dagli operatori interessati dalla misura;
 - al fine di sostenere maggiormente i clienti domestici colpiti dall'incremento dei costi energetici, ha ampliato il perimetro dei percettori del bonus sociale innalzando la soglia ISEE a 12.000 euro (prima fissata a 8.265 euro) per il periodo aprile-dicembre 2022 e ha prorogato, dal 30 aprile al 30 giugno 2022, le disposizioni previste dalla Legge di Bilancio 2022 in merito all'obbligo per i venditori di concedere la rateizzazione delle bollette ai clienti domestici.
- DL 1° marzo 2022, n. 17, convertito in Legge 27 aprile 2022, n. 34 (DL Energia):
 - si è provveduto a confermare anche per il II trimestre 2022:
 - l'annullamento degli oneri generali di sistema per tutte le utenze domestiche e non domestiche e parimenti sono state ridotte le aliquote relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas, oltre che l'estensione dell'IVA ridotta al 5% per le fatture che contabilizzino consumi di gas destinato ad usi civili e industriali;
 - la rideterminazione delle agevolazioni riconosciute ai clienti economicamente svantaggiati e in disagio fisico attraverso la conferma dell'introduzione del bonus integrativo (CCI) per la fornitura di gas naturale ed energia elettrica;
 - alle imprese energivore, i cui costi per kWh della componente energia elettrica hanno subito un incremento superiore al 30% rispetto allo stesso periodo del 2019, il contributo straordinario a compensazione parziale dei maggiori oneri sostenuti, sotto forma di credito di imposta, del 20% delle spese sostenute per la componente energetica acquistata ed effettivamente utilizzata nel primo trimestre 2022;
 - l'art. 18 bis ha modificato la legge istitutiva dell'Autorità, introducendo il principio che ARERA stabilisce e aggiorna la tariffa non solo in relazione all'andamento del mercato ma anche in base al reale costo di approvvigionamento della materia prima;
 - in relazione agli impianti a fonte rinnovabile, il DL ha previsto un meccanismo a partecipazione volontaria di acquisto e ritiro di energia rinnovabile da parte del GSE (contratto almeno di 3 anni) e vendita ai consumatori a prezzi fissati dal MiTE. In relazione alle procedure di permitting, il DL ha esteso la definizione di area idonea de facto (nelle more dell'individuazione da parte delle Regioni) ai nuovi impianti fotovoltaici realizzati, anche in area agricola, ad una distanza massima di 500 metri da aree industriali e di 300 metri dalla rete autostradale (c.d. solar belt), oltre a liberalizzare la realizzazione di impianti fotovoltaici sulle coperture degli edifici. Ulteriori interventi hanno riguardato la definizione delle procedure autorizzative nelle aree idonee e la semplificazione degli interventi di repowering fotovoltaico;
 - con riferimento agli stocaggi gas, il DL ha fissato, a partire dall'anno di stoccaggio 2022-2023, un obiettivo di riempimento del 90% delle capacità nazionali disponibili e ha previsto che il servizio di modulazione ai clienti finali (civili e non civili con consumi non superiori a 50.000 metri cubi annui) venga assicurato prioritariamente attraverso l'utilizzo dello stoccaggio;
 - con riferimento ai sottoprodotti utilizzabili negli impianti per la produzione di biometano, l'articolo 12bis amplia il novero delle matrici di sottoprodotti agricoli e agroindustriali ammessi, in aggiunta a quelli elencati all'allegato IX del DM febbraio 2016 (es. sottoprodotti della prima lavorazione di cereali, frutta, ortaggi, ecc.).
- DL 21 marzo 2022, n. 21, convertito in Legge 20 maggio 2022, n. 51 (DL Taglia Prezzi):
 - ha introdotto un contributo straordinario alle imprese dotate di contatori con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, diverse da quelle a forte consumo di energia elettrica, sotto forma di credito di imposta pari al 12% della spesa sostenuta per l'acquisto della componente energetica, effettivamente utilizzata nel secondo trimestre 2022, qualora il prezzo della stessa abbia subito un incremento del costo per kWh superiore al 30% del prezzo medio riferito allo stesso trimestre del 2019;
 - ha introdotto un contributo straordinario alle imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale a parziale compensazione dei maggiori oneri sostenuti per l'acquisto del gas sotto forma di credito d'imposta pari al 20% della spesa sostenuta per l'acquisto del gas consumato nel secondo trimestre 2022, per usi diversi da quelli termoelettrici, qualora il prezzo di riferimento, calcolato

come media, riferita al primo trimestre 2022, dei prezzi di riferimento del Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) pubblicati dal GME, abbia subito un incremento superiore al 30% del corrispondente prezzo medio riferito allo stesso trimestre del 2019;

- ha introdotto la possibilità per le imprese di rateizzare gli importi dovuti per i consumi energetici, relativi ai mesi di maggio e giugno 2022, per un numero massimo di rate mensili non superiore a 24 mesi. A sostegno delle specifiche esigenze di liquidità generate dalla concessione di piani di rateizzazione da parte dei fornitori, SACE sarà tenuta a rilasciare le proprie garanzie in favore di banche, istituzioni finanziarie nazionali e internazionali e di altri soggetti abilitati all'esercizio del credito in Italia, entro un limite massimo pari a 9.000 milioni di euro;
- l'art. 37 ha previsto una seconda misura di prelievo dei cosiddetti presunti "extra-profitti" introducendo un contributo straordinario del 10% (aumentato dal successivo DL Aiuti al 25%) a carico dei soggetti che esercitano nel territorio italiano, per la successiva vendita dei beni, l'attività di produzione di energia elettrica, produzione di gas metano o estrazione di gas naturale, dei soggetti rivenditori di energia elettrica, di gas metano e di gas naturale e dei soggetti che esercitano l'attività di produzione, distribuzione e commercio di prodotti petroliferi. La base imponibile del contributo è costituita dall'incremento del saldo tra le operazioni attive e le operazioni passive, riferito al periodo 1° ottobre 2021-31 marzo 2022 (periodo esteso dal DL Aiuti al 30 aprile 2022), rispetto al saldo del corrispondente periodo del 2021. Il contributo è dovuto nei casi in cui il suddetto incremento sia superiore a 5 milioni di euro e non è dovuto se l'incremento è inferiore al 10%. L'impatto per il Gruppo A2A è quantificato pari a circa 9 milioni di euro di imposte dirette. Nel contributo straordinario è compresa anche la società A2A Energiefuture S.p.A. per un importo pari a 36 milioni di euro, il cui imponibile è riferito all'impianto di San Filippo del Mela, in regime regolato di essenzialità di cui all'art. 65 dell'Allegato A alla Delibera 111/06. In questo caso, il contributo è dunque strettamente legato all'operatività dell'impianto e in quanto tale rientra nelle voci di costo riconoscibili nell'ambito del corrispettivo di reintegrazione dei costi previsto dal regime di essenzialità. Si è dunque proceduto all'inserimento di un credito di pari importo.

In base alle previsioni del successivo DL Aiuti, il Gruppo ha provveduto ad un versamento all'Agenzia delle Entrate di circa 18 milioni di euro (40 % dell'importo complessivo di 45 milioni di euro a titolo di conto) e provvederà al saldo del restante importo entro il 30 novembre 2022. Le società sottoposte al contributo hanno promosso istanza di rimborso verso l'Agenzia delle Entrate.

- DL 30 aprile 2022, n. 36, convertito in Legge 29 giugno 2022, n.79 (DL PNRR2):

- in relazione alla produzione di idrogeno da fonti rinnovabili, viene prevista l'esenzione dal pagamento degli oneri generali di sistema per il consumo di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti di elettrolisi anche nel caso in cui l'energia venga prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi, nei casi e nel rispetto delle condizioni tecniche che verranno stabilite da un successivo DM MiTE.

- DL 17 maggio 2022, n. 50, convertito in Legge 15 luglio n. 91 (DL Aiuti):

- anche per il III trimestre 2022 è stata confermata l'introduzione di un bonus integrativo (CCI) per la fornitura di gas naturale ed energia elettrica a sostegno dei clienti economicamente svantaggiati e in disagio fisico;
- in relazione alle agevolazioni sotto forma di credito d'imposta si è provveduto ad ampliare la percentuale riconosciuta alle imprese (dal 20% al 25% per le imprese elettriche e gas a forte consumo e dal 12% al 15% per le imprese elettriche non a forte consumo ma con potenza superiore a 16,5 kW);
- in relazione allo stoccaggio gas, al fine di sopperire alle esigenze di liquidità riconducibili al contesto di mercato delle materie prime, il DL ha previsto che le garanzie SACE si applicano anche agli operatori di mercato. Inoltre, viene stabilito che GSE, in stretto coordinamento con Snam, eroghi un servizio di riempimento di ultima istanza tramite l'acquisto di gas ai fini di stoccaggio e successiva vendita entro il 31 dicembre 2022 (nei limiti di un controvalore pari 4 miliardi di euro), sulla base di un DM (sentita ARERA) da adottare entro il 15 luglio 2022. Il servizio di riempimento di ultima istanza viene disciplinato con DM MiTE, sentita ARERA;
- in relazione alle procedure di permitting per gli impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili, il DL ha stabilito come aree idonee de facto (nelle more dell'individuazione da parte delle Regioni) all'installazione di tutti gli impianti a fonti rinnovabili le aree non soggette a vincolo ai sensi del D.Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42, prevedendo una distanza minima da rispettare dalle aree oggetto di tutela dei beni culturali di 7 km per impianti eolici e 1 km per quelli fotovoltaici.

7.1 Business Unit Generazione e Trading

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva: avvio capacity market dal 2022

Il D.Lgs. n. 379 del 2003 ha previsto una misura transitoria di remunerazione della disponibilità di capacità finalizzata a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico (capacity payment in vigore nel periodo 2004-2021) e una di regime basata su un meccanismo di mercato (capacity market).

I criteri puntuali di definizione di tale mercato sono stati declinati da ARERA con la Delibera ARG/elt 98/11 e da Terna S.p.A. tramite la "Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica", i relativi Allegati e le "Disposizioni Tecniche di Funzionamento": trattasi tecnicamente di un contratto per le differenze ad una via sottoscritto con Terna S.p.A. ed aggiudicato a seguito di un'asta in cui i produttori 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 su MSD, restituendo a Terna S.p.A. la differenza - se positiva - tra i prezzi di riferimento dei mercati ed un prezzo strike (in €/MWh).

In relazione alle aste per gli anni di consegna 2022 e 2023, il meccanismo è stato approvato con DM MiSE 28 giugno 2019, dopo l'avallo della Commissione UE. Nel corso di queste aste A2A S.p.A. si è aggiudicata tutta la capacità offerta, ovvero circa 5 GW/anno per circa 340 milioni di euro di premio totale (valore lordo al netto di possibili penali per indisponibilità). Circa 0,12 GW per il 2022 e circa 0,24 GW per il 2023 sono relativi a nuova capacità. Il prezzo di aggiudicazione in entrambe le aste 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 (i.e. entrambe le aggiudicazioni sono state al cap).

Alcuni operatori e l'Associazione Italia Solare hanno presentato ricorso per l'annullamento del DM MiSE 28 giugno 2019 e dei connessi atti di ARERA e di Terna S.p.A., proponendo ricorso anche presso la Corte di Giustizia UE. L'udienza di merito del TAR è stata rinviata in attesa della decisione del Tribunale UE che dovrebbe arrivare nel corso del 2022. A2A S.p.A. si è costituita quale parte contro interessata per difendere la legittimità delle assegnazioni.

Con riferimento alle consegne 2022 e 2023, Terna S.p.A., di concerto con il MiTE, è intervenuta concedendo proroghe ai termini sia per presentare i titoli autorizzativi nel caso di capacità nuova non autorizzata sia per quelli di inizio del periodo di consegna per la capacità nuova. In questo ultimo caso, anche il termine finale del contratto è stato prorogato per un periodo pari alla proroga concessa per l'inizio del periodo di consegna. Le nuove scadenze sono state fissate come di seguito:

- presentazione dei titoli autorizzativi per la capacità nuova non autorizzata: entro il 31 dicembre 2020 (per la consegna 2022) ed entro il 31 ottobre 2021 (per la consegna 2023);
- inizio della consegna per la capacità nuova (a condizione di richiesta motivata): 1° luglio 2022 (per la consegna 2022) e 1° luglio 2023 (per la consegna 2023).

A2A S.p.A. ha conseguito i titoli autorizzativi per tutta la capacità nuova non autorizzata aggiudicata:

- consegna 2022: ripotenziamenti degli impianti a ciclo combinato di Cassano e Chivasso;
- consegna 2023: ripotenziamenti degli impianti a ciclo combinato di Piacenza e Sermide e per i motori di Cassano.

In relazione alle consegne per gli anni 2024 e 2025, il DM MiTE 28 ottobre 2021 ha approvato il meccanismo così come modificato nel corso del 2021, previa verifica positiva di ARERA (Delibera 378/2021/R/eel).

Rispetto al meccanismo già in vigore, le modifiche più significative riguardano la possibilità di presentare offerte in relazione alle unità nuove non rilevanti, l'introduzione di maggiori dettagli per la partecipazione dei sistemi di accumulo, la possibilità per gli aggiudicatari di capacità nuova non autorizzata di ottenere i titoli autorizzativi fino a 6 mesi prima della data di consegna, la possibilità per la capacità nuova o in ripotenziamento di prorogare l'avvio del periodo di consegna fino al mese di dicembre del primo anno di consegna, con corrispondente posticipo del termine finale del contratto (e applicazione di una penale per ogni mese di ritardo) nonché la facoltà di cedere integralmente il contratto previo consenso di Terna S.p.A..

Inoltre, sempre in relazione agli anni di consegna 2024 e 2025, con riferimento ai parametri economici del capacity market, la Delibera ARERA 399/2021/R/eel ha previsto quanto segue:

- un cap al premio pari a 70.000 €/MW/anno per la capacità nuova (in riduzione rispetto a 75.000 €/MW/anno previsti per le consegne 2022-2023) e 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente (valore confermato e coincidente con quello previsto per la capacità estera);
- ai fini del calcolo dello strike price, pari al costo variabile di un turbogas a ciclo aperto alimentato a gas naturale (con rendimento definito da ARERA), l'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento

del gas è stato inizialmente confermato per ciascun mese utilizzando le quotazioni forward rilevate presso l'hub TTF nel mese precedente. È stato, inoltre, confermato il meccanismo di mitigazione del rischio prezzo in caso di dichiarazione dello stato di emergenza gas da parte del MiTE. A partire dal 5 marzo 2022, tuttavia, a causa dell'estrema volatilità delle quotazioni del gas generatisi a causa del conflitto russo-ucraino che ha determinato un disallineamento rilevante e sistematico tra il prezzo a pronti e il prezzo a termine, rendendo così lo strike price poco rappresentativo del costo variabile della tecnologia di punta, la Delibera ARERA 83/2022/R/eel ha fissato la valorizzazione della componente a copertura del costo del gas naturale pari al SAP (media ponderata dei prezzi delle offerte accettate presso l'MGAS).

In data 21 febbraio 2022 si è celebrata l'asta per la consegna 2024 mentre, con riferimento agli anni successivi, l'ulteriore ricorso al sistema di remunerazione della capacità verrà stabilito in base alle valutazioni di adeguatezza per i tre anni consecutivi.

Con riferimento al solo anno di consegna 2024, A2A S.p.A. si è aggiudicata circa 5,4 GW totali di capacità a livello nazionale, di cui 1,3 GW di nuova realizzazione (cicli combinati, impianti fotovoltaici, accumuli elettrochimici), per circa 199 milioni di euro di premio totale. Nello specifico:

- 4.096 MW di CDP¹ esistente (prezzo di aggiudicazione pari a 33.000 €/MW/anno);
- 20 MW di CDP nuova autorizzata (prezzo di aggiudicazione pari a 70.000 €/MW/anno);
- 1.311 MW di CDP nuova non autorizzata (prezzo di aggiudicazione pari a 48.110 €/MW/anno).

Sono al momento in corso gli iter autorizzativi per la realizzazione dei nuovi cicli combinati di Cassano e Monfalcone.

Remunerazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

La Delibera 269/2020/R/eel ha dichiarato la centrale di San Filippo del Mela (gruppi 2, 5 e 6) di proprietà di A2A Energiefuture S.p.A. "essenziale" ai fini della sicurezza del sistema elettrico con reintegro dei costi anche per il 2022 (ex Delibera 111/06).

Con Delibera 563/2021/R/eel l'Autorità ha accolto la richiesta di prevedere, a partire dal 2022, una percentuale pari al 2,5% in entrambi i versi ai fini del calcolo della componente a copertura del corrispettivo di sbilanciamento (in deroga ai precedenti valori di 1,3% per gli sbilanciamenti positivi e di 1,4% per gli sbilanciamenti negativi).

Con riferimento alla competenza al 30 giugno 2022, il valore del reintegro è stimato pari a circa 6 milioni di euro.

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 S.p.A. 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.

A valle dell'asta, svoltasi il 20 febbraio 2019, A2A Energiefuture S.p.A. è risultata assegnataria di una fornitura di 10 anni per 286 MVar di energia reattiva ad un prezzo medio ponderato di 28.098 €/MVar/anno. Il primo dispositivo è entrato in esercizio il 1° marzo 2020 mentre il secondo il 1° giugno 2020.

Il contratto prevede la fornitura di regolazione continua ed automatica di tensione, senza immissione di energia 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 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). La regolazione economica avviene su base mensile.

La competenza al 30 giugno 2022 è pari a circa 7,8 milioni di euro. Fare check

1 CDP: Capacità Disponibile in Probabilità.

Stoccaggio gas: misure per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti

Alla luce della situazione di instabilità geopolitica originatasi a seguito del conflitto russo-ucraino e per garantire la fornitura di gas naturale nel corso dell'AT 2022-2023, il MiTE – e conseguentemente ARERA per quanto di competenza – è intervenuto tramite ripetuti provvedimenti al fine di garantire il raggiungimento dell'obiettivo di riempimento pari al 90% delle capacità di stoccaggio nazionali disponibili, in linea con quanto previsto dal DL Energia. Nell'attuale contesto, in assenza di misure di stimolo, l'iniezione di gas in stoccaggio non risulta attrattiva a causa degli spread non favorevoli tra fase di iniezione ed erogazione. Inoltre, il conferimento di capacità è disincentivato a causa degli elevati oneri finanziari per l'immobilizzazione di gas in stoccaggio. Al fine di superare le criticità esposte, MiTE e ARERA hanno emanato i seguenti provvedimenti:

- il DM MiTE 14 marzo 2022, in aggiunta alla consueta indicazione dei profili erogativi da parte delle imprese di stoccaggio, ha:
 - previsto che i prezzi di riserva stabiliti da ARERA per ciascun'asta e servizio possano essere fissati nell'intorno dello zero;
 - stabilito che le giacenze di gas negli stoccaggi al 31 marzo 2022 rimangano assegnate ai rispettivi titolari;
 - consentito profili tecnici di iniezione che prevedano pressioni dinamiche in pozzo anche superiori alla pressione statica originaria di giacimento per periodi di tempo prolungati (nei limiti di sicurezza);
- a tale DM ha fatto seguito la Delibera ARERA 110/2022/R/gas che ha previsto prezzi di riserva nulli per tutte le procedure di conferimento delle capacità per i servizi di stoccaggio di modulazione e la mancata applicazione di costi legati ai consumi tecnici delle centrali di compressione e di trattamento. La stessa Delibera ha, inoltre, previsto che, in caso di mancato rispetto della giacenza minima al termine di ottobre 2022, venga applicata una penale pari a 1,15 €/MWh e che, in relazione alle giacenze di gas al 1° aprile, venga applicato un corrispettivo nullo;
- alla luce degli esigui conferimenti in esito alle aste di stoccaggio tenutesi nel mese di marzo, il DM MiTE 1° aprile 2022 ha:
 - stabilito lo svolgimento di aste con cadenza settimanale (nel periodo 1° aprile 2022 – 31 ottobre 2022) per l'allocazione di prodotti con iniezione mensile con prezzo di riserva nullo, accoppiati a contratti per le differenze a due vie per la copertura dello spread di prezzi tra iniezione - erogazione;
 - previsto che le imprese di stoccaggio consentano l'iniezione di volumi di gas superiori alle capacità di spazio conferite tramite l'allocazione implicita del relativo spazio ed erogazione invernale;
 - stabilito che Snam Rete Gas S.p.A. si approvvigioni di capacità di stoccaggio (servizio uniforme con iniezione in aprile) per la copertura dei volumi di gas per il funzionamento del sistema (GNC, consumi, perdite e delta IN-OUT dei DSO) per il periodo novembre 2022 marzo 2023 e la gestione dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio;
- conseguentemente la Delibera ARERA 165/2022/R/gas ha introdotto il riconoscimento di un premio (cd. "premio giacenza") pari a 5 €/MWh (in prima applicazione) per i volumi in giacenza al termine della fase di iniezione e derivanti dal conferimento di prodotti stagionali/mensili nonché dal conferimento implicito di spazio per le iniezioni di aprile superiori ai prodotti aggiudicati. Il premio viene riconosciuto da Snam Rete Gas S.p.A. agli utenti dello stoccaggio a fine periodo di iniezione. Con la stessa Delibera l'Autorità ha previsto l'approvvigionamento dei volumi di gas per il funzionamento del sistema e per la gestione dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio nel comparto di mercato AGS ad un prezzo pari al prezzo medio delle transazioni registrate, nel giorno di offerta, nel mercato a contrattazione continua per il giorno di consegna, aumentato di 30 €/MWh (in acquisto) per il gas per il funzionamento di sistema e di 7 €/MWh per i consumi tecnici e diminuito di 30 €/MWh o posto pari a 0 (se la differenza è negativa) in vendita;
- la Delibera ARERA 189/2022/R/gas ha definito lo schema di contratto per le differenze a due vie a copertura dello spread iniezione-erogazione e precisato che il premio in giacenza viene applicato oltre che per i prodotti stagionali anche per i prodotti mensili e le allocazioni implicite con iniezione a maggio;
- da ultimo, considerato l'andamento dell'iniezione in stoccaggio e il conseguente rischio di non traghettare l'obiettivo di riempimento del 90% al termine della campagna, il DM MiTE 22 giugno 2022 ha istituito un servizio di ultima istanza in capo a Snam Rete Gas S.p.A. – in prima applicazione in relazione al mese di giugno – funzionale al raggiungimento dell'obiettivo di riempimento degli stoccaggi pari a 5,4 miliardi di Smc. Le modalità con cui i quantitativi di gas iniettati saranno resi disponibili al mercato nel corso dell'inverno 2022-2023 verranno definiti con atto di indirizzo del MiTE, sentita l'Autorità. Inoltre, Snam Rete Gas S.p.A. comunicherà al MiTE l'eventuale scostamento della curva tecnica ottimale di riempimento e procederà all'attivazione del servizio di ultima istanza, previo assenso del MiTE, per i mesi successivi a giugno;
- la Delibera ARERA 274/2022/R/gas ha definito l'approvvigionamento da parte di Snam Rete Gas S.p.A. dei volumi identificati dal MiTE nel comparto AGS, ad un prezzo pari al prezzo medio delle transazioni registrate, nel giorno di offerta, nel mercato a contrattazione continua per il giorno di consegna, au-

**Business Unit
Generazione
e Trading**

**Business Unit
Mercato**

**Business Unit
Ambiente**

**Business Unit
Smart
Infrastructures**

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

mentato di 7 €/MWh. ARERA ha, inoltre, definito il riconoscimento di un premio in giacenza, variabile in funzione dello spread summer/winter per le allocazioni implicite dal 24 giugno 2022 fino a fine anno termico 2022/2023.

A2A S.p.A. ha provveduto al conferimento di capacità di stoccaggio (prodotto stagionale e allocazione implicita con riconoscimento del premio pari a 5 €/MWh in relazione al gas in giacenza a fine periodo di iniezione) in linea con i quantitativi approvvigionati negli anni precedenti e con l'obiettivo di garantire il servizio di modulazione ai clienti civili e non civili forniti da A2A Energia S.p.A..

Incentivi alla produzione da fonti rinnovabili: recepimento della Direttiva UE RED II

Con l'approvazione del D.Lgs. n. 199 del 2021, che recepisce la Direttiva UE 2018/2001 (c.d. RED II), l'Italia ha ridefinito il quadro dei regimi incentivanti per la produzione di energia da fonte rinnovabile necessari per raggiungere i target di decarbonizzazione al 2030. Questo nuovo provvedimento modifica il precedente impianto normativo relativo all'incentivazione delle fonti rinnovabili (D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28) e prevede che al 2030 almeno il 30% dei consumi finali lordi sia alimentato da fonti rinnovabili, delineando le caratteristiche dei nuovi meccanismi di supporto.

In particolare, per quanto attiene la produzione di energia elettrica, il nuovo D.Lgs. prevede:

- nelle more della definizione dei nuovi incentivi, l'estensione dell'attuale meccanismo (DM FER 2019) fino ad esaurimento dei contingenti non assegnati. A questo proposito, il GSE ha già provveduto a bandire l'ottava procedura competitiva (chiusa in data 2 marzo 2022) e una nona procedura aperta il 31 maggio 2022;
- per gli impianti vicini alla competitività economica (fotovoltaico ed eolico in primis), verrà definito, nella seconda metà del 2022, un nuovo DM di incentivazione, caratterizzato da un orizzonte di programmazione quinquennale. Gli impianti di potenza superiore a 1 MW continueranno ad accedere agli incentivi tramite procedure competitive (aste), con contingenti suddivisi per aree geografiche e priorità per l'utilizzo di sistemi di accumulo, mentre quelli di taglia inferiore accederanno direttamente al meccanismo di supporto (abolizione dei registri);
- al fine di agevolare le procedure autorizzative, nella seconda parte del 2022 è previsto che un apposito DM MiTE individui i criteri per la definizione delle aree idonee (e non idonee) all'installazione di impianti a fonti rinnovabili: le Regioni avranno 180 giorni dalla data di pubblicazione del DM per procedere all'individuazione di queste aree in misura tale da raggiungere almeno i target di installato previsti dal PNIEC al 2030. Nelle aree idonee, il parere paesaggistico non sarà vincolante ai fini dell'ottenimento dei titoli autorizzativi e i termini per l'ottenimento dell'autorizzazione saranno ridotti di un terzo;
- sempre il MiTE, nella prima parte del 2022, è chiamato a definire le modalità di erogazione delle risorse stanziate dal PNRR e destinate, tra gli altri, agli impianti agrivoltaici, al biometano, all'idrogeno, alle colonnine di ricarica ed allo sviluppo di nuove reti di teleriscaldamento efficienti.

Nel 2021 il Governo è intervenuto con un nuovo DL Semplificazioni (DL 77/2021) finalizzato a favorire lo sviluppo di nuovi impianti a fonti rinnovabili. Tra i principali interventi, si segnala l'istituzione della nuova Commissione VIA per progetti PNIEC-PNRR (inclusi fotovoltaico ed eolico), l'introduzione della procedura di VIA nazionale per gli impianti fotovoltaici superiori a 10 MW, l'estensione della procedura autorizzativa semplificata per gli impianti fotovoltaici in area industriale fino a 20 MW connessi in media tensione (con esenzione della VIA fino a 10 MW) e alcuni interventi volti a favorire ulteriormente gli interventi di repowering sugli impianti esistenti. Ulteriori misure di semplificazione sono state introdotte con numerosi provvedimenti legislativi volti a contrastare il caro energia (si rimanda al paragrafo dedicato per maggiori dettagli).

Al 30 giugno 2022 gli incentivi erogati dal GSE agli impianti alimentati da fonti rinnovabili del Gruppo A2A sono stati pari a 27,6 milioni di euro.

Tipologia incentivo GSE

miloni di euro

Feed in tariff	8,2
TO e RID	5,2
Conto Energia (FV)	14,2
Totale	27,6

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

L'art. 11-quater della Legge n. 12/2019 ha in parte modificato la disciplina delle concessioni idroelettriche di grande derivazione (impianti con potenza nominale maggiore a 3 MW). Le nuove norme prevedono che le Regioni disciplinino con proprie leggi entro il 31 marzo 2020 (termine prorogato al 31 ottobre 2020 dal c.d. DL Cura Italia e ad oggi non rispettato da varie Regioni) modalità, procedure e criteri di assegnazione delle concessioni, le quali potranno essere affidate ad operatori economici individuati tramite gara, ovvero a società miste pubblico/private con selezione del socio privato mediante gara, oppure tramite forme di partenariato ai sensi del D.Lgs. 50/2016. L'iter per l'aggiudicazione dovrà essere avviato entro 2 anni dall'entrata in vigore delle Leggi Regionali e, comunque, non oltre il 31 ottobre 2022 (D.L. 18/2020).

Le Regioni possono anche imporre ai concessionari di fornire gratuitamente 220 kWh annui per ogni kW di potenza nominale media di concessione e per le concessioni scadute esercite in regime di prosecuzione temporanea è imposto il pagamento di un canone aggiuntivo.

In tema di indennizzo ai gestori uscenti, la nuova norma prescrive:

- per le opere c.d. "bagnate": il passaggio senza compenso in proprietà delle Regioni, salvo l'indennizzo dei soli investimenti non ancora ammortizzati;
- per le opere c.d. "asciutte": il riconoscimento di un valore residuo desunto da atti contabili o perizia asseverata. In caso di mancato inserimento nel progetto 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 data 8 aprile 2020 la Lombardia ha emanato la Legge Regionale n. 5/2020 (modificata con Legge Regionale n. 19/2021) che disciplina le modalità e le procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche e ne determina il relativo canone demaniale.

Il nuovo canone demaniale ha una parte fissa correlata alla potenza di concessione ed una parte variabile come percentuale dei ricavi di vendita dell'energia immessa in rete dall'impianto, al netto dell'energia fornita gratuitamente alla Regione.

La Legge di Regione Lombardia n. 23/2019 ha, altresì, imposto ai concessionari, a partire dal 2020, l'obbligo di fornire gratuitamente alla Regione energia elettrica (220 kWh per ogni kW di potenza di concessione), prevedendo la possibilità di monetizzare l'adempimento. Per le concessioni in regime di cd. prosecuzione temporanea è previsto un canone aggiuntivo annuo determinato in via ricognitoria in 20 euro/kW.

Le concessioni di grande derivazione di A2A S.p.A. in Valtellina (per una potenza nominale di concessione pari a circa 200 MW) sono per la maggior parte scadute² ed esercite in regime di "prosecuzione temporanea", da ultimo ai sensi della D.g.r. 29 dicembre 2021, n. XI/5823, della Regione Lombardia. È scaduta al 31 dicembre 2010 anche la concessione di Resio di Linea Green S.p.A. ed anche per questa è stata sancita la prosecuzione temporanea d'esercizio.

Le altre concessioni idroelettriche di A2A S.p.A. (impianti di Mese, Udine e della Calabria per una potenza nominale complessiva pari a circa 345 MW) hanno scadenza al 2029. Si aggiungono, inoltre, le grandi derivazioni non ancora scadute di Linea Green S.p.A. (Mazzuno e Darfo) nonché la concessione di Gravedona di ACSM-AGAM S.p.A. con scadenza al 2029.

² Le concessioni di Grosotto, Lovero, Stazzona sono scadute al 31 dicembre 2010 mentre quella di Premadio 1 al 28 luglio 2013 (Premadio 2 ha validità sino al 31 dicembre 2043). La concessione di Grosio è scaduta il 15 novembre 2016.

7.2 Business Unit Mercato

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

La Legge 4 agosto 2017, n. 124 e s.m.i. (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 al mercato energetico, prevedendo, tra le altre cose, la fine dei regimi di tutela di prezzo dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese elettriche e dal 1° gennaio 2023 per i clienti domestici gas³ e le microimprese elettriche⁴, secondo modalità e criteri definiti dal MiTE volti a garantire un passaggio consapevole nel mercato libero.

Il DL 6 novembre 2021, n.152 (DL Recovery), ha spostato la data per la fine della tutela di prezzo per i clienti domestici al 1° gennaio 2024, prevedendo inoltre che per i clienti cosiddetti vulnerabili e in povertà energetica continuerà ad applicarsi il servizio di tutela fintanto che non siano state adottate le misure previste dall'art. 11.2 del D.Lgs. n. 210/2021 secondo cui tutti i venditori sono tenuti ad offrire a tali clienti un prezzo che rifletta il costo dell'energia sui mercati all'ingrosso.

La Delibera 491/2020/R/eel ha definito il Servizio a Tutele Graduali (STG) attivo con decorrenza 1° gennaio 2021 nei confronti delle piccole imprese elettriche prive di un fornitore sul mercato libero⁵. Per il periodo 1° gennaio-30 giugno 2021 (regime provvisorio) il STG è stato erogato dagli attuali esercenti la maggior tutela a condizioni economiche e contrattuali pressoché invariate mentre, a partire dal 1° luglio 2021 (regime definitivo) e per un periodo di 3 anni, il STG è erogato da operatori selezionati tramite asta organizzata da Acquirente Unico S.p.A. nell'ambito della quale A2A Energia S.p.A. si è aggiudicata 3 lotti (Lazio; Lombardia con esclusione di Milano; Veneto, Liguria e Trentino-Alto Adige), per un totale di circa 80.000 POD e circa 1,8 TWh/anno.

La Delibera 208/2022/R/eel ha definito le regole per l'assegnazione del STG delle microimprese con potenza fino a 15 kW (circa 2 milioni di POD per circa 5 TWh/annui di consumi), prive di un fornitore sul mercato libero, a partire dal 1° gennaio 2023. Questo servizio sarà erogato per 4 anni da operatori selezionati⁶ tramite asta organizzata da Acquirente Unico S.p.A. durante la quale verranno aggiudicati 12 lotti di clienti, con un tetto massimo di aree aggiudicabili per singolo operatore pari al 35% dei volumi totali (4 lotti). I lotti saranno assegnati in base al minor prezzo offerto, espresso in €/POD/anno, a copertura dei costi di commercializzazione e sbilanciamento non già riconosciuti da ARERA, e per il quale non è stato fissato un *floor*.

Le condizioni contrattuali applicate, come per il STG delle piccole imprese, sono quelle previste per le Offerte PLACET mentre le condizioni economiche, definite da ARERA, prevedono l'introduzione di un "corrispettivo unico nazionale" a carico dei clienti e determinato come ponderazione dei prezzi offerti dagli operatori in sede d'asta nelle diverse aree.

In attuazione di quanto previsto dalla Legge Concorrenza in data 5 maggio 2022 è stato approvato il DM MiTE che istituisce l'Elenco venditori nel settore elettrico⁷ e che definisce le condizioni, i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione, la permanenza e l'esclusione dei soggetti dall'Elenco. In via transitoria è stato stabilito che le imprese iscritte in qualità di controparti commerciali di clienti finali nel Sistema Informativo Integrato (SII) siano automaticamente accreditate nell'Elenco, salvo poi la necessità di formalizzare l'iscrizione presentando apposita autodichiarazione di possesso dei requisiti tecnici e di onorabilità entro 90 giorni dall'adozione da parte del MiTE del decreto direttoriale contenente i modelli per la presentazione della domanda di iscrizione e l'indicazione dei documenti richiesti.

³ In sede di conversione in legge del DL Aiuti era stato presentato un emendamento che proponeva di posticipare anche il termine del servizio di tutela per i clienti domestici gas al 1° gennaio 2024 al fine di allinearla a quello previsto per i clienti domestici elettrici.

⁴ In accordo alla definizione comunitaria le microimprese elettriche hanno meno di 10 dipendenti ed un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

⁵ Il perimetro di questo primo lotto ha riguardato circa 230.000 soggetti tra piccole imprese (numero dipendenti tra 10 e 50 e/o fatturato annuo tra 2 e 10 milioni di euro) titolari di punti di prelievo in BT e microimprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW che al 31 dicembre 2020 non avevano ancora scelto una fornitura nel mercato libero.

⁶ Lo svolgimento dell'asta è previsto nel mese di settembre 2022 e vi potrà partecipare un solo operatore per gruppo societario che abbia servito almeno 100.000 POD/PDR alla data del 31 dicembre 2021.

⁷ Si è ancora in attesa della pubblicazione del DM in Gazzetta Ufficiale.

Prescrizione dei consumi di energia elettrica e gas naturale risalenti a più di due anni

La Legge di Bilancio 2018, all'articolo 1, commi 4-10, ha introdotto la prescrizione nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas con riferimento ai consumi risalenti a più di due anni, con impatti rilevanti nei rapporti tra clienti e venditori, tra distributori e venditori e in quelli con l'operatore del trasporto e con gli altri soggetti della filiera. L'entrata in vigore di tale previsione è stata differenziata: dal 1° marzo 2018 per il settore elettrico e dal 1° gennaio 2019 per il settore gas.

La Legge prevedeva inizialmente che la prescrizione biennale 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 il riconoscimento della prescrizione anche nei casi di accertata responsabilità del cliente, e introducendo di fatto una responsabilità oggettiva in capo agli operatori della filiera, in particolar modo a quelli preposti all'attività di misura, pur in assenza di un accertamento specifico di colpe o inefficienze del loro operato⁸.

A partire dal 2018 ARERA è intervenuta con numerosi provvedimenti al fine di dare attuazione al disposto legislativo e più recentemente con le Delibere 603/2021/R/com e 604/2021/R/com, la cui entrata in vigore decorre dal 2022. Da un lato, in ottemperanza alle Sentenze 14 giugno 2021, n. 1441, 1444 e 1449 del TAR Lombardia, ha modificato la Delibera 569/2018/R/com, e, dall'altro lato, ha definito le modalità di compensazione delle partite di settlement derivanti dalle eccezioni di prescrizione biennale sollevate dal cliente finale e dal venditore, dando alla CSEA il ruolo di soggetto compensatore nei confronti del venditore e, con specifico riferimento al settore elettrico, promuovendo la qualità del servizio di misura delle imprese distributrici, attraverso una loro maggiore responsabilizzazione, al fine di ridurre le rettifiche messe a disposizione con ritardi maggiori di due anni.

La Delibera 603/2021/R/com è stata successivamente impugnata da Italgas Reti S.p.A. che ha contestato l'introduzione di specifici obblighi a carico dei distributori, che prevedevano l'invio ai venditori di tutte le informazioni necessarie, anche con prove documentate, volte ad accettare la presenza di cause ostative all'accoglimento della prescrizione. Il TAR Lombardia, in parziale accoglimento di quanto richiesto, con l'ordinanza n. 422 del 9 aprile 2022 ha disposto la sospensione degli obblighi informativi a carico dei distributori rimandando la decisione al 1° dicembre 2022.

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

Per l'anno 2022, come previsto dalle Delibere 401/2021/R/gas e 402/2021/R/eel, l'aggiornamento delle componenti RCV e PCV (a copertura dei costi di commercializzazione dell'energia elettrica, rispettivamente, sulla maggior tutela e sul mercato libero) e QVD (a copertura dei costi di commercializzazione del gas al dettaglio) è stato posticipato al II° trimestre, a seguito della necessità di ARERA di effettuare approfondimenti legati all'evoluzione dell'assetto dei mercati retail nonché di allineare le modalità di remunerazione dei diversi soggetti regolati. I nuovi valori avranno validità per il periodo 1° aprile 2022 - 31 marzo 2023 (ex Delibere 146/2020/R/eel e 147/2020/R/gas).

Rispetto ai valori precedentemente pubblicati l'intervento ha visto un sostanziale incremento delle componenti per effetto del ritardato aggiornamento rispetto al 1° gennaio 2022.

PCV €/POD/anno	2021	1° gennaio 2022 31 marzo 2022	1° aprile 2022 31 marzo 2023
	Unico nazionale	Unico nazionale	Unico nazionale
POD domestici	65,44	65,44	69,88
POD usi diversi	124,71	124,71	113,09

⁸ Al riguardo vale la pena citare la chiusura a gennaio 2021 dei procedimenti istruttori avviati da AGCM nei confronti di alcune società di vendita con l'irrogazione di una sanzione complessiva di 12,5 milioni di euro. L'Antitrust ha, infatti, accettato l'ingiustificato rigetto delle istanze di prescrizione biennale presentate dagli utenti, a causa della tardiva fatturazione dei consumi di luce e gas, in assenza di elementi idonei a dimostrare che il ritardo fosse dovuto alla responsabilità dei consumatori.

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

€/POD/anno	2021		1° gennaio 2022 31 marzo 2022		1° aprile 2022 31 marzo 2023		
	RCV	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici	24,42	26,67	24,42	26,67	30,14	34,06	
POD usi diversi	47,42	65,83	47,42	65,83	48,74	71,40	
 RCVs^{m*}	 RCVs^{m*}	 C-Nord	 C-Sud	 C-Nord	 C-Sud	 C-Nord	 C-Sud
POD domestici	41,19	42,66	41,19	42,66	44,73	48,31	
POD usi diversi	72,00	107,73	72,00	107,73	69,72	129,29	
 RCVi	 RCVi	 C-Nord	 C-Sud	 C-Nord	 C-Sud	 C-Nord	 C-Sud
POD domestici	19,54	21,34	19,54	21,34	24,11	27,25	
POD usi diversi	37,93	52,67	37,93	52,67	38,99	57,12	

* Imprese societariamente separate minori (\leq 10 MIO POD).

QVD €/PDR/anno	2021		1° gennaio 2022 31 marzo 2022		1° aprile 2022 31 marzo 2023	
	€/PDR/anno	c€/mc	€/PDR/anno	c€/mc	€/PDR/anno	c€/mc
PDR domestico	62,74	0,7946	62,74	0,7946	67,32	0,7946
PDR condominio uso domestico < 200.000	82,39	0,7946	82,39	0,7946	88,41	0,7946

L'impatto stimato per il Gruppo A2A è pari a circa 6,2 milioni di euro.

Ulteriori meccanismi di copertura dei costi efficienti sulla maggior tutela

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

- a maggio 2022 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, per un importo pari a circa 220.000 euro, che sarà stato liquidato nel 2° semestre del 2022 (PUC 2021);
- ad aprile 2022 A2A Energia S.p.A. ha presentato istanza di accesso al meccanismo di compensazione della morosità dei clienti finali, finalizzato a riconoscere eventuali oneri legati alla morosità eccedenti l'unpaid ratio già considerato all'interno della componente RCV (COMP 2021), per un importo pari a circa 490.000 euro, che sarà liquidato nel 2° semestre del 2022.

Meccanismo di compensazione degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali

La Delibera 32/2021/R/eel ha introdotto un meccanismo di riconoscimento degli Oneri Generali di Sistema (OGS) non riscossi dai clienti finali inadempienti ma comunque già versati ai distributori da parte delle imprese di vendita. Il meccanismo si applicherà fino all'adozione di specifici interventi, anche di carattere legislativo, finalizzati ad una diversa gestione della catena di riscossione degli OGS e del sistema di garanzie ivi correlato. Vi possono partecipare gli utenti del trasporto, anche per conto delle proprie controparti commerciali, scegliendo annualmente tra:

- un regime ordinario: nel quale sono riconosciuti gli OGS Non Riscossi per i quali le fatture siano scadute da più di 12 mesi e si siano attivate le opportune procedure di tutela del credito e gli OGS rinunciati a seguito di accordi transativi, di cessione o di ristrutturazione del credito;
- un regime semplificato: con il quale è riconosciuta solo una quota dell'importo relativo agli OGS Non Riscossi, importo ottenuto utilizzando delle stime; tale quota è pari al 75% della stima degli OGS Non Riscossi Dichiarati (ovvero l'importo stimato) effettuata rispetto ai valori riscontrabili nella situazione contabile della società indicata nelle comunicazioni obbligatorie previste dall'unbundling (TIUC) e nei bilanci di esercizio approvati.

Le società di vendita del Gruppo A2A hanno provveduto a presentare apposita istanza per l'accesso al meccanismo entro il mese di maggio 2022 e nel secondo semestre 2022 dovrebbero vedersi liquidato da CSEA un importo pari a circa 1,2 milioni di euro.

Provvedimenti prescrittivi e sanzionatori per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica (i.e. sbilanciamenti)

La Delibera n. 111/06 definisce le regole per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento da applicarsi agli scostamenti tra i programmi di immissione e di consumo e le effettive produzioni e prelievi. Una corretta programmazione è auspicabile perché consente una più efficace gestione in sicurezza del sistema e favorisce la riduzione dei costi. Per tali ragioni, la disciplina degli sbilanciamenti è stata oggetto di diverse modifiche 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 ed evitando fenomeni di arbitraggio tra i prezzi sui diversi mercati⁹.

Nel 2016 ARERA, considerato il significativo incremento dei costi di dispacciamento, ha avviato un'indagine conoscitiva da cui sono derivati numerosi provvedimenti prescrittivi, di regolazione asimmetrica e sanzionatori nei confronti di alcuni operatori per le loro strategie di programmazione "non diligenti". Tali procedimenti non si sono ancora conclusi per effetto dei contenziosi che hanno generato.

Per quanto riguarda il Gruppo A2A, l'adozione dei provvedimenti prescrittivi ha riguardato:

- Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.): il provvedimento ha imposto la restituzione a Terna S.p.A. di circa 3,9 milioni di euro;
- Enercity S.r.l. (poi Suncity Energy S.r.l. e ora A2A S.p.A.): il provvedimento ha imposto la restituzione a Terna S.p.A. di circa 737 mila euro;
- Gelsia S.r.l.: il provvedimento ha imposto la restituzione a Terna S.p.A. di circa 8 mila euro.

Le stesse società sono state interessate anche da procedimenti sanzionatori per violazione dell'articolo 14.6 della Delibera ARERA 111/06 («programmazione diligente»). In particolare:

- a Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) è stata irrogata una sanzione amministrativa pecunaria di circa 1,5 milioni di euro (Delibera 164/2018/S/eel);
- per Enercity S.r.l. (poi Suncity Energy S.r.l. e ora A2A S.p.A.) il procedimento (avviato con Determina DSAI/81/2017/eel) non si è ancora concluso;
- per Gelsia S.r.l. il procedimento (avviato con Determina DSAI/86/2017) non si è ancora concluso.

Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) ha proposto ricorso sia nei confronti del provvedimento prescrittivo che di quello sanzionatorio. Enercity S.r.l. (poi Suncity Energy S.r.l. e ora A2A S.p.A.) e Gelsia S.r.l. hanno, altresì, proposto ricorso verso il prescrittivo.

A2A Energia S.p.A., Suncity Energy S.r.l. (ora A2A S.p.A.) e Gelsia S.r.l. hanno liquidato nel 2019 gli importi del provvedimento prescrittivo a Terna S.p.A. ed A2A Energia S.p.A. anche gli importi della sanzione ad ARERA.

Tra il 2020 e il 2021 il Consiglio di Stato - per A2A Energia S.p.A. e Suncity Energy S.r.l. (ora A2A S.p.A.) - e il TAR Lombardia - per Gelsia S.r.l. - hanno accolto i rispettivi ricorsi avverso i provvedimenti prescrittivi e Terna S.p.A. ha provveduto a compensare i relativi importi.

Alla luce del potere di riesame dell'Autorità, le Delibere 217/2021/E/eel e 419/2021/E/eel, in ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato, hanno avviato nuovi procedimenti finalizzati a rivedere, o, eventualmente, a confermare i suddetti provvedimenti prescrittivi. Il termine per il supplemento di istruttoria, più volte prorogato, è stato da ultimo fissato dalla Delibera 249/2022/E/eel al 31 dicembre 2022 per A2A Energia S.p.A. e al 30 giugno 2023 per Suncity Energy S.r.l. (ora A2A S.p.A.) e Gelsia S.r.l..

Con riferimento al contenzioso di A2A Energia S.p.A. avverso il provvedimento sanzionatorio, in data 27 settembre 2021 il Consiglio di Stato ha annullato la Delibera 164/2018/S/eel e, per effetto di questa sentenza, sono stati liquidati alla società circa 450 mila euro a dicembre 2021 e il restante importo, comprensivo degli interessi legali maturati, pari a circa 1,06 milione di euro a maggio 2022.

Alla luce della possibilità di riesercizio del potere sanzionatorio dell'Autorità previsto dal Consiglio di

⁹ ARERA è intervenuta con la Delibera 523/2021/R/eel che implementa la riforma della disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo. Tra le principali innovazioni vi è l'estensione, a partire dal 1° aprile 2022, del meccanismo di prezzo singolo per la valorizzazione degli sbilanciamenti di tutte le unità, senza distinzioni in base alle caratteristiche, e l'introduzione di ulteriori corrispettivi per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento per le unità abilitate.

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

Stato, con Delibera 8/2022/E/eel, ARERA ha riavviato nei confronti di A2A Energia S.p.A. un procedimento finalizzato alla rideterminazione delle sanzioni amministrative pecuniarie irrogate.

In virtù del potere di riesame dei procedimenti prescrittivi (per A2A Energia S.p.A., A2A S.p.A. e Gelsia S.r.l.) e sanzionatorio (per A2A Energia S.p.A.) le società hanno provveduto ad effettuare i necessari accantonamenti a bilancio.

Nuovo corrispettivo in bolletta a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della disponibilità di capacità produttiva da parte di Terna S.p.A.

La Delibera 365/2019/R/eel ha introdotto un nuovo corrispettivo da riscuotere tramite la bolletta elettrica volto a coprire i costi legati al funzionamento del capacity market. A partire dal 1° gennaio 2022 il nuovo corrispettivo viene applicato agli utenti del dispacciamento in prelievo ed è suddiviso in due corrispettivi unitari: il primo da applicarsi nelle ore di picco del sistema elettrico e il secondo da applicarsi nelle restanti ore diverse da quelle di picco. I corrispettivi sono dimensionati, rispettivamente, per coprire il 70% e il 30% degli oneri netti derivanti dal meccanismo.

Tali valori sono stabiliti, insieme all'indicazione delle ore di picco e fuori picco, da Terna S.p.A. e in sede di prima definizione sono stati fissati per le ore di picco pari a 39,799 €/MWh (aggiornamento annuale) e per le ore di fuori picco (aggiornamento trimestrale) pari a 1,296 €/MWh per il I° trimestre 2022, 1,305 €/MWh per il II° trimestre 2022 e a 1,886 €/MWh per il III° trimestre 2022.

La Delibera 566/2021/R/eel ha, inoltre, definito le modalità di trasferimento del corrispettivo ai clienti finali, stabilendo che per i clienti del mercato libero, nel rispetto del principio di contrattazione tra le parti del prezzo, i venditori possano definire autonomamente le modalità di applicazione. Per quanto concerne, invece, i servizi di ultima istanza e le offerte PLACET, ARERA ha stabilito che per i clienti:

- nel servizio di maggior tutela: il corrispettivo sia incluso nell'elemento PD (prezzo di dispacciamento) che compone la tariffa;
- nel STG: sia applicato un corrispettivo monorario pubblicato da ARERA prima dell'inizio di ogni trimestre e per ciascun mese del trimestre. Tale corrispettivo sarà incluso nel corrispettivo Cdisp (corrispettivo di dispacciamento) che forma il prezzo applicato ai clienti;
- nel servizio di salvaguardia: sia applicato un corrispettivo monorario, differenziato per ciascun mese di applicazione, definito da Terna S.p.A. con cadenza trimestrale;
- con offerte PLACET: sia applicato il corrispettivo monorario definito per i clienti serviti nel STG.

Aggiudicazione del servizio di salvaguardia per il biennio 2021-2022

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 MT o in AT oppure di soli punti in BT 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 2021 – 31 dicembre 2022, come fornitore di energia elettrica del servizio di salvaguardia nel lotto 2 (Lombardia) e nel lotto 4 (Marche, Toscana e Sardegna), per circa 650 GWh.

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 10,17 €/MWh per il lotto 2 e pari a 13,57 €/MWh per il lotto 4.

Interventi volti ad accrescere la consapevolezza del consumatore

L'Autorità, al fine di supportare in modo concreto il percorso di uscita dei clienti dal regime di tutela verso il mercato libero, anche in questo primo semestre 2022 ha messo in atto una serie di interventi volti a garantire ai clienti finali sia una maggiore trasparenza dei documenti di fatturazione che nuovi strumenti per aumentare la confrontabilità delle offerte presenti sul mercato.

Nello specifico:

- la Delibera 135/2022/R/com ha introdotto il codice offerta standardizzato con l'obiettivo di fornire ai clienti informazioni circa la tipologia di offerta che intendono sottoscrivere. Tale codice dovrà essere riportato nel materiale contrattuale e nei documenti di fatturazione;
- la Delibera 209/2022/R/com ha rivisto la disciplina della Bolletta 2.0 introducendo l'informazione re-

lativa al consumo annuo, intesa come differenza tra due letture rilevate/autolettura, che coprono un periodo di 12 mesi consecutivi, e la stima della spesa sostenuta annua al netto di eventuali partite non efferenti alla fornitura di energia (es. canone RAI, indennizzi ecc.). L'Autorità, in applicazione al D.Lgs. 210/2021, ha inoltre previsto l'inserimento in bolletta di un indirizzo internet predisposto da ARERA attraverso il quale il cliente finale potrà accedere in maniera congiunta agli strumenti di "tutela" messi a disposizione dalla normativa, quali il "Portale Offerte", lo "Sportello per il consumatore Energia e Ambiente" e il "Portale Consumi".

Iniziative del Gruppo A2A a sostegno dei propri clienti per fronteggiare la crisi energetica

Il Gruppo A2A, per contrastare i rincari delle bollette energetiche, ha messo in atto, in collaborazione con le principali Associazioni dei Consumatori, alcune azioni a sostegno dei propri clienti domestici:

- ha ampliato l'ambito applicativo della Delibera 636/2021/R/com, che imponeva ai venditori l'obbligo di rateizzare per un periodo di 10 mesi le fatture scadute di energia elettrica e gas emesse dal 1° gennaio 2022 al 30 aprile 2022, prevedendo la concessione di piani di rateizzazione personalizzati su richiesta del cliente anche in un periodo antecedente la scadenza della fattura, con l'estensione dell'applicazione ai clienti residenziali del teleriscaldamento;
- ha riconosciuto un bonus in bolletta pari a 435 euro una tantum, per un totale di 260.000 euro, a tutti i clienti ucraini di A2A Energia S.p.A. che ospitano connazionali in fuga dai territori del conflitto russo-ucraino e ne abbiano fatto espressamente richiesta. Per questa iniziativa il Gruppo ha ricevuto il Premio speciale "Amico del Consumatore 2022" che Codacons ha assegnato alle realtà che si sono attivate per fornire aiuto e solidarietà al popolo ucraino.

Chiusura dell'istruttoria da parte di AGCM nei confronti di A2A Energia S.p.A. per l'applicazione dei costi del servizio di pagamento online tramite carta di credito (PS 10728)

Con provvedimento del 20 settembre 2017 AGCM ha irrogato ad A2A Energia S.p.A. una sanzione di 220.000 euro per violazione delle disposizioni dell'art. 62 del Codice del Consumo in ragione dell'applicazione di sovrapprezzi per l'utilizzo della carta di credito per il pagamento delle bollette tramite sito internet. La società ha presentato ricorso al TAR Lazio sostenendo che il sovrapprezzo richiesto non era riconducibile all'utilizzo dello strumento di pagamento, bensì alla messa a disposizione di un servizio che porta con sé un oggettivo valore aggiunto (considerato che dal 1° gennaio 2017 la società ha interrotto la funzione di incasso presso gli sportelli fisici).

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

Il Consiglio di Stato ha successivamente accolto un ricorso presentato da 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.

Richiesta di informazioni da parte dell'AGCM nei confronti di A2A Energia S.p.A. circa le modalità di esposizione nel materiale promozionale dell'applicazione dei corrispettivi di vendita (PS 11615)

Facendo seguito ad una richiesta di informazioni e di materiale sulle offerte commerciali rivolte alla clientela domestica e alle microimprese (PS 10958), con provvedimento del 15 giugno 2021 (PS11615) l'AGCM ha invitato (cd. moral suasion) A2A Energia S.p.A. a rimuovere i profili di possibile scorrettezza in relazione alle modalità di prospettazione delle offerte denominate A2A Click, Extra2A e Prezzo Chiaro A2A, chiedendo che, nell'ambito di qualsiasi comunicazione promozionale, siano indicate tutte le componenti di prezzo e gli altri oneri, in particolare ove tali componenti possano essere discrezionalmente quantificate dal fornitore. Contestualmente, per analoghi (e in qualche caso ulteriori) profili, l'AGCM ha avviato 13 procedimenti istruttori (cui poi ne sono seguiti di altri) nei confronti di altrettanti fornitori attivi sul mercato libero, chiusi in 11 casi con l'adozione di impegni e in 2 con provvedimenti sanzionatori.

In particolare, con riguardo ad A2A Energia S.p.A. l'Autorità ha rilevato che nelle comunicazioni delle offerte non fosse esplicitata in modo sufficientemente chiaro l'applicazione dei costi di commercializzazione della materia prima, pur correttamente menzionati nella documentazione contrattuale. Secondo

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

le valutazioni preliminari dell'AGCM, la mancata trasparenza di tali elementi potrebbe fuorviare il comportamento economico del consumatore, il quale deve poter disporre di tutte le informazioni adeguate a prevedere in modo attendibile l'ammontare della spesa globale mensile e/o annua da sostenere, fin dalla prima presentazione dell'offerta.

Al fine di ottenere la sollecita chiusura del procedimento, A2A Energia S.p.A. ha ritenuto opportuno apportare alcune modifiche alle comunicazioni promozionali inerenti alle proprie offerte di fornitura, tali da rendere maggiormente evidente anche in tale sede l'ammontare delle componenti del prezzo discrezionalmente definite e, in particolare, gli oneri di commercializzazione. La società si è, inoltre, impegnata a riprodurre le medesime modifiche sul nuovo sito internet, andato go live nel mese di giugno 2022.

In considerazione degli impegni proposti, l'AGCM ha riscontrato che i possibili profili di scorrettezza della pratica commerciale sono venuti meno e, pertanto, in data 26 novembre 2021, ha deliberato l'archiviazione del procedimento.

Richiesta di informazioni da parte dell'AGCM nei confronti di A2A Energia S.p.A. circa le modalità di utilizzo dei c.d. “green claim” (PS12263)

In data 7 aprile 2022, è pervenuta da parte di AGCM una richiesta di informazioni ad A2A Energia S.p.A. volta ad appurare che la società non attui pratiche commerciali scorrette in violazione del Codice del Consumo. AGCM chiedeva di attestare la veridicità e sostenibilità di alcuni dei claim utilizzati nella promozione delle offerte di energia elettrica e gas naturale da parte del venditore (e che figurano, ad esempio, sul sito internet oltre ad essere utilizzati presso altri canali di diffusione), che potrebbero condizionare il comportamento economico del cliente finale, in maniera illecita se fossero omissivi o ingannevoli.

Parte delle informazioni fornite in riscontro riguarda il meccanismo delle Garanzie di Origine che per le offerte di energia elettrica 100% Green permette al venditore di attestare l'immissione in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili di una quantità di energia elettrica almeno pari a quella consumata dal cliente finale che sottoscrive l'offerta.

In merito ad altre proposizioni, di portata più generale, è stata fornita attestazione dell'impegno profuso negli anni per il perseguimento degli obiettivi di sostenibilità e riduzione degli impatti ambientali, che integrano i valori del Gruppo, come evidenziato dai Piani Industriali, attestando e richiamando i risultati conseguiti anche con rimando alle informazioni pubblicate sui bilanci integrati di sostenibilità.

7.3 Business Unit Ambiente

Metodo Tariffario Rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2)

Con la Delibera 363/2021/R/rif ARERA ha definito i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio per il periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2), confermando l'impostazione generale che ha contraddistinto il primo metodo e fissando i criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento dei rifiuti indifferenziati e della FORSU.

Con riferimento al servizio di igiene urbana, ARERA introduce alcuni elementi di novità principalmente riconducibili alla necessità di:

- prevedere un piano economico finanziario (PEF) pluriennale con possibilità di spalmare i costi extra cap nell'arco del periodo regolatorio e, per i conguagli, anche oltre il 2025;
- rafforzare gli incentivi allo sviluppo di attività di valorizzazione dei materiali recuperati e/o di energia;
- configurare opportuni meccanismi correttivi alla luce delle novità normative introdotte dal D.Lgs. n. 116/2020;
- tener conto degli obiettivi di adeguamento agli obblighi e agli standard di qualità che verranno introdotti dall'Autorità a partire dal 2023 e alla contestuale necessità di garantire la copertura dei costi aggiuntivi ai medesimi riconducibili.

Nel primo semestre 2022 le società di igiene urbana del Gruppo A2A hanno provveduto alla redazione dei PEF grezzi 2022-2025 per singolo affidamento secondo la nuova metodologia ARERA da trasmettere ai Comuni per le successive attività di integrazione – in qualità di gestori delle attività tariffarie e rapporti con le utenze – e validazione in qualità di Ente Territorialmente Competente (ETC). A tal proposito si precisa che l'approvazione delle delibere TARI (PEF-regolamento-tariffe) è stata recentemente allineata dall'art. 43, comma 11, del DL 50/2022 con i termini di approvazione del bilancio, qualora questi ultimi siano fissati in data successiva al 30 aprile di ciascun anno. La data di approvazione del PEF 2022-2025 è stata prorogata al 31 luglio 2022, nel corso della seduta straordinaria della Conferenza Stato città ed autonomie locali del 28 giugno 2022.

Nella maggior parte dei casi, in continuità con le annualità 2020-2021 e in presenza di affidamenti conseguiti a valle di gare, ci si attende che l'ETC si avvalga dell'art. 4.5 di MTR preservando eventuali efficienze ed applicando, quindi, il valore previsto dai contratti previgenti – se inferiore al valore massimo di MTR – fatto salvo il rispetto dell'equilibrio economico-finanziario della gestione.

In merito al trattamento, ARERA introduce una regolazione tariffaria asimmetrica, da declinare tenuto conto della governance regionale, del grado di integrazione del Gestore e della collocazione dell'impianto rispetto alla gerarchia dei rifiuti. In particolare, l'Autorità ha previsto, quale presupposto per l'identificazione degli impianti a tariffa regolata – cosiddetti impianti “minimi” – la presenza di un mercato rigido con forte e stabile eccesso di domanda, oltre alle seguenti condizioni alternative; i) avere capacità impegnata per flussi garantiti dalla programmazione di settore; ii) esser stati individuati come “minimi” in sede di programmazione da parte dei soggetti competenti.

L'identificazione degli impianti regolati dovrà essere effettuata nell'ambito delle attività di programmazione dell'ETC (in Lombardia a cura della Regione) “in tempo utile per la determinazione delle entrate tariffarie”, la cui trasmissione ad ARERA è stata fissata il 30 aprile 2022 (termine ordinatorio). Per gli impianti non soggetti a regolazione tariffaria, cosiddetti “aggiuntivi”, è invece prevista la pubblicazione dei “criteri principali alla base dell'individuazione dei corrispettivi” sul sito internet del Gestore.

La Delibera 68/2022/R/rif ha aggiornato la valorizzazione del WACC da utilizzare per il periodo regolatorio 2022-2025, sulla base dei criteri del TIWACC di cui alla Delibera 614/2021/R/com.

Per il servizio di igiene urbana, fermi restando i valori provvisori inseriti nei PEF 2022-2025 soggetti a conguaglio in sede di aggiornamento biennale, ARERA ha fissato un tasso di remunerazione del capitale pari al 5,6%. L'ETC può, comunque, valutare di aggiornare il PEF 2022-2025 con il WACC appena pubblicato.

Per il trattamento, con riferimento agli impianti “minimi” di chiusura del ciclo - ovvero agli impianti “intermedi” da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo “minimi”, ARERA ha fissato un tasso di remunerazione del capitale pari al 6%.

La Regione Lombardia con la Delibera di Giunta n. 5777/2021 del 21 dicembre 2021 ha ottemperato al disposto previsto dall'art. 6 della Delibera 363/2021/R/rif, dichiarando tutti gli impianti di trattamento degli indifferenziati e della FORSU come “aggiuntivi”, tenuto conto che la Lombardia non si trova in condizioni

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Smart
Infrastructures

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

di mercato con rigidità strutturali né per l'intera filiera dei rifiuti urbani né per la FORSU ed è al contrario caratterizzata da autosufficienza impiantistica e prezzi al cancello competitivi. La Regione ha, pertanto, rafforzato gli obblighi di monitoraggio in capo ai Gestori degli impianti, riservando la possibilità di rivedere tale disposto in sede di aggiornamento biennale delle tariffe a seguito dell'eventuale modificarsi delle condizioni di mercato e dell'adozione del Piano Nazionale di Gestione Rifiuti.

Con riferimento agli impianti di trattamento collocati in Piemonte, in attuazione di quanto previsto dall'art. 6 della Delibera 363/2021/R/rif, la Regione ha identificato tra gli impianti "minimi" di chiusura del ciclo collocati nel territorio regionale la discarica di Villafalletto e, conseguentemente, anche l'adiacente impianto di trattamento di Villafalletto di A2A Ambiente S.p.A., definendo i flussi "minimi" in ingresso ai suddetti impianti per le annualità 2022-2023. Nel corso del primo semestre 2022 la società, in qualità di gestore dei suddetti impianti, ha provveduto a redigere il PEF pluriennale ex MTR-2 e a trasmetterlo all'ETC per le successive attività di validazione in corso di finalizzazione. Dal momento che i contratti in essere con i soggetti conferitori presentano tariffe al cancello inferiori rispetto al cap tariffario ARERA non sono attesi impatti significativi sulle tariffe previgenti.

Con riferimento agli impianti di trattamento degli indifferenziati siti in Campania, la delibera di Giunta Regionale n. 190/2022 ha identificato tra gli impianti "minimi" di chiusura del ciclo e gli impianti "intermedi", da cui provengono flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi", il termovalorizzatore di Acerra e l'impianto di trattamento meccanico biologico di Caivano. Con Decreto Dirigenziale n. 235/2022 la Regione Campania ha, inoltre, deliberato il PEF 2022-2025 ex MTR.2 per l'impianto di Acerra, gestito da A2A Ambiente S.p.A. a mezzo contratto di servizio "in forma di conduzione in gestione".

Regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani (2023-2025)

La Delibera 15/2022/R/rif ha approvato il "Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani" (TQRIF), con l'introduzione dal 1° gennaio 2023 di un set di obblighi di qualità contrattuale e tecnica minimi ed omogenei per tutte le gestioni (a prescindere dalle modalità di affidamento del servizio), affiancati da indicatori di qualità e relativi standard generali differenziati per schemi regolatori, individuati in relazione al livello qualitativo effettivo di partenza garantito agli utenti, determinato dall'ETC in ragione delle prestazioni previste nel/i Contratto/i di servizio e/o nella/e Carta/e della Qualità vigenti.

Il set di obblighi e standard di qualità introdotto dalla Delibera 15/2022/R/rif è articolato come segue:

- qualità contrattuale: a) gestione delle richieste di attivazione, variazione e cessazione del servizio; b) gestione dei reclami, delle richieste di informazioni e di rettifica degli importi addebitati; c) punti di contatto con l'utente; d) modalità e periodicità di pagamento, rateizzazione e rimborso degli importi non dovuti; e) ritiro dei rifiuti su chiamata; f) disservizi e riparazione delle attrezzature per la raccolta domiciliare;
- qualità tecnica: a) continuità e regolarità del servizio; b) sicurezza del servizio.

In sede di approvazione del PEF pluriennale 2022-2025, gli ETC sono tenuti a individuare il posizionamento della singola gestione nella "Matrice degli schemi di riferimento", determinando lo schema regolatorio e i relativi obblighi applicabili alla gestione, da valorizzare nella definizione dei costi previsionali connessi all'adeguamento agli obblighi di qualità previsti dal TQRIF nel PEF 2022-2025. È, inoltre, prevista la possibilità per gli ETC, su proposta motivata dei Gestori, di definire eventuali standard qualitativi migliorativi o ulteriori rispetto a quanto previsto dal TQRIF.

Previsioni di obblighi in materia di qualità contrattuale	Previsione di obblighi e strumenti di controllo in materia di qualità tecnica (continuità, regolarità e sicurezza del servizio)	
	Qualità tecnica = NO	Qualità tecnica = Sì
Qualità contrattuale = NO	SCHEMA 1 Livello qualitativo minimo	SCHEMA 3 Livello qualitativo intermedio
Qualità contrattuale = Sì	SCHEMA 2 Livello qualitativo intermedio	SCHEMA 4 Livello qualitativo avanzato

La Delibera introduce anche l'obbligo di adozione di un'unica "Carta della qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani" conforme alle disposizioni del TQRIF per ogni affidamento, recante l'indicazione

dello schema regolatorio di riferimento, degli obblighi di servizio, degli indicatori e relativi standard di qualità contrattuale e tecnica previsti dall'Autorità, nonché degli standard ulteriori o migliorativi previsti dall'ETC.

Infine, i Gestori sono tenuti a rendicontare – tramite la predisposizione di un registro elettronico delle performance – e comunicare i dati inerenti agli indicatori di qualità all'Autorità e all'ETC, oltre a pubblicare sul proprio sito internet le seguenti informazioni: il posizionamento della gestione nell'ambito della matrice degli schemi regolatori, gli standard di qualità di propria competenza e i risultati raggiunti in termini di rispetto di tali standard (a partire dal 2024), la tariffa media applicata alle utenze domestiche del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, l'articolazione dei corrispettivi applicati alle utenze domestiche e non domestiche. L'Autorità potrà, inoltre, procedere alla pubblicazione, in ottica di sunshine regulation, delle suddette informazioni.

Il quadro di incentivazione per la produzione di biometano da FORSU

L'attuale quadro di incentivazione del biometano è normato dal DM MiSE 2 marzo 2018 (c.d. DM 2018) che prevede il riconoscimento di un premio sotto forma di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) per i produttori che immettono in rete biometano esclusivamente per il settore dei trasporti. Per i produttori di biometano e biocarburanti avanzati (tra cui quelli derivati dalla FORSU) è previsto un meccanismo di ritiro da parte del GSE sia dei CIC spettanti (con un valore fisso pari a 375 €/CIC per 10 anni) sia della produzione di biometano.

Come previsto dal D.Lgs. 199/2021 è atteso nella prima metà del 2022 un DM MiTE relativo all'incentivazione del biometano che estenderà il suo utilizzo non solo ai trasporti ma anche ad altri settori (industriale, residenziale, terziario e agricoltura). Dallo schema di DM circolato a novembre 2021 è emerso che il nuovo meccanismo di supporto sarà caratterizzato da contingenti incentivabili e procedure competitive mutuate dai DM di incentivazione delle fonti rinnovabili elettriche: l'oggetto delle aste sarà un contratto per differenze a due vie che considererà la differenza tra la tariffa in esito alle procedure competitive ed il prezzo medio mensile del metano (comprensivo del valore della garanzia d'origine). Ai progetti che si aggiudicheranno le procedure competitive verrà, inoltre, riconosciuto un contributo in conto capitale che, a seconda della tecnologia, potrà arrivare fino al 40% dei costi ammissibili (relativi alle spese per la realizzazione degli impianti), allocando in questo modo anche le risorse destinate dal PNRR allo sviluppo degli impianti a biometano.

Questo nuovo strumento punta, in primo luogo, a favorire la riconversione degli impianti a biogas agricolo esistenti e, in secondo luogo, alla realizzazione di nuova capacità sempre da matrice agricola. Paiono, invece, fortemente penalizzati i nuovi impianti alimentati a FORSU, per i quali la tariffa incentivante è stata sensibilmente ridotta rispetto a quella prevista dal precedente DM 2018.

Nel corso del primo semestre 2022 A2A Ambiente S.p.A. ha ottenuto la pre-qualifica dal GSE per due impianti di produzione di biometano da FORSU che verranno incentivati con il meccanismo dei CIC previsto dal DM 2018. L'entrata in esercizio dei due impianti è in programma entro la fine dell'anno. In aggiunta, sono in corso di pre-qualifica altri progetti con l'obiettivo di beneficiare della proroga del DM 2018 al 2023 prevista dal nuovo schema del DM di incentivazione del biometano, la cui pubblicazione è attesa nell'autunno 2022.

Pacchetto UE sull'Economia Circolare

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 Direttive hanno, inoltre, introdotto l'obbligo di raccogliere separatamente i rifiuti organici o assicurare il riciclo a partire dalla fine del 2023 ed hanno fissato 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 della *Responsabilità Estesa del Produttore* (EPR) con 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, contribuendo almeno all'80% dei costi di raccolta, recupero e smaltimento degli imballaggi immessi sul mercato.

Tra i principali atti di recepimento delle Direttive, si segnalano in particolare:

- D.Lgs. 3 settembre 2020, n. 116, recante “Attuazione della Direttiva (UE) 2018/851 che modifica la Direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti e attuazione della Direttiva (UE) 2018/852 che modifica la direttiva 1994/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio”;
- D.Lgs. 3 settembre 2020, n. 121, recante “Attuazione della Direttiva (UE) 2018/850, che modifica la Direttiva 1999/31/CE relativa alle discariche di rifiuti”.

D.Lgs. 3 settembre 2020, n. 116, in attuazione della Direttiva (UE) 2018/851 che modifica la Direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti e in attuazione della Direttiva (UE) 2018/852 che modifica la Direttiva 1994/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio

In Italia il D.Lgs. 116/2020 attua due Direttive del Pacchetto UE sull'Economia Circolare, modificando in maniera sostanziale la parte IV del D.Lgs. 152/2006 (TUA) in particolare:

- Titolo I Gestione dei rifiuti - Capo I Disposizioni generali
- Titolo I Gestione dei rifiuti - Capo III Servizio di gestione integrata dei rifiuti
- Titolo II - Gestione degli imballaggi
- Titolo VI Sistema sanzionatorio e disposizioni finali - Capo I Sanzioni.

Il provvedimento ha anticipato al 31 dicembre 2021 l'obbligo di raccogliere separatamente i rifiuti organici o assicurarne il riciclo.

Le modifiche apportate eliminano di fatto la categoria di “rifiuti assimilati”, riconducendo al perimetro domestico sia i flussi nelle categorie di rifiuti urbani (specificati all'art.183, comma 1, lett. b-ter del TUA) sia i “rifiuti simili per natura e composizione” in base alla tipologia (Allegato L-quater del TUA) e alle attività (Allegato L-quinquies del TUA) che li generano. Su tali flussi viene calcolato il raggiungimento degli obblighi di recupero introdotti dalla Direttiva. Tale intervento, che potrebbe contribuire a superare la disomogeneità nella definizione dei flussi urbani tra i diversi ambiti territoriali, sembra tuttavia richiedere un ulteriore chiarimento operativo relativo a categorie non univocamente classificabili (ad es. rifiuti da costruzioni e demolizioni, da mense e uffici locate in plessi industriali) ed un'eventuale integrazione dell'attuale perimetro delle privative comunali.

I rifiuti speciali sono, invece, elencati all'art. 184, comma 3, del TUA e, in continuità rispetto al passato, annoverano anche quelli derivanti dall'attività di recupero e smaltimento di rifiuti. Cambiano anche alcune definizioni rilevanti tra le quali “gestione rifiuti”, “recupero di materia”, “deposito temporaneo prima della raccolta” e sono state modificate le discipline relative al deposito temporaneo, alla classificazione, ai criteri di ammissibilità in discarica dei rifiuti.

È, inoltre, prevista una revisione della disciplina sulla tracciabilità dei rifiuti, con l'avvento del RENTRI. Il nuovo sistema di tracciabilità sarà integrato nel Registro Elettronico Nazionale istituito a seguito della conversione del DL 135/2018 e sarà gestito dall'Albo Nazionale Gestori Ambientali.

Viene, inoltre, disciplinata in maniera accurata la Responsabilità Estesa del Produttore (EPR) con un rafforzamento dell'istituto (tra i principi cardine della riforma) e nell'ottica di una progressiva apertura alla concorrenza dei sistemi consortili. In base alle nuove disposizioni, i sistemi EPR dovranno coprire almeno l'80% del costo complessivo di gestione dei rifiuti immessi in consumo, ferma restando la definizione, sentita anche ARERA e quindi in coerenza con il MTR, del livello di “costo efficiente” ammissibile.

Il D.Lgs. 116/2020 ha demandato, infine, al Ministero dell'Ambiente (oggi MiTE), con il supporto tecnico di ISPRA, la definizione di un “Programma nazionale di gestione dei rifiuti” (PNGR) che definisce i criteri e le linee strategiche cui le Regioni e Province autonome si devono attenere nell'elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti. Il PNGR, facente parte delle riforme previste dal PNRR, è stato approvato il 24 giugno 2022 con il Decreto Ministeriale n. 257, con validità 2022-2028 e prevede: la ricognizione dei target UE e nazionali, la ricognizione della gestione dei rifiuti urbani e speciali e del quadro impiantistico, le azioni strategiche volte a colmare i gap per flussi di rifiuti omogenei strategici, i criteri e le linee guida per l'elaborazione dei piani regionali, i criteri per la definizione delle macroaree e i meccanismi di monitoraggio del programma.

D.Lgs. 3 settembre 2020, n. 121, in attuazione della Direttiva (UE) 2018/850, che modifica la Direttiva 1999/31/CE relativa alle discariche di rifiuti

Il D.Lgs. 121/2020 attua un'altra delle Direttive del Pacchetto UE sull'Economia Circolare ed introduce una nuova disciplina organica in materia di conferimento di rifiuti in discarica, apportando modifiche al D.Lgs. 13 gennaio 2003, n. 36 su temi quali:

- i criteri di ammissibilità in discarica per determinate categorie di rifiuti;
- la caratterizzazione di base e le procedure di ammissione, incluse le modalità di verifica in loco e di campionamento e analisi dei rifiuti;
- i criteri costruttivi e gestionali degli impianti di discarica.

Il D.Lgs. prevede la riduzione progressiva dei rifiuti conferiti in discarica (non più del 10% in peso dei rifiuti urbani entro il 2035) ed introduce il divieto di collocare in discarica rifiuti provenienti da raccolta differenziata e destinati al riciclaggio o alla preparazione per il riutilizzo. Dal 2030 è vietato anche il conferimento in discarica di tutti i rifiuti idonei al riciclaggio o al recupero di altro tipo, in particolare dei rifiuti urbani, esclusi i rifiuti per i quali il collocamento in discarica produca il miglior risultato ambientale.

DCR Piemonte del 15 marzo 2022, n. 200 – 5472: approvazione del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)

La Regione Piemonte ha approvato il PEAR, suddiviso in 4 macro-ambiti, ognuno dei quali al suo interno contiene degli indirizzi per il raggiungimento di determinati obiettivi. In particolare, si segnala:

- fotovoltaico: gli indirizzi del PEAR affermano la preferenza per gli impianti che non comportano consumo di suolo, ad eccezione di quelli che prevedano il riutilizzo di aree almeno temporalmente gravate da vincoli di destinazione, quali ad esempio le discariche di rifiuti in fase di gestione post mortem, nonché per gli impianti realizzati sui tetti e sulle coperture accompagnati da azioni di bonifica rispetto alla presenza di amianto. Per quanto afferisce agli impianti a terra, in previsione di un prossimo forte incremento delle istanze autorizzative, gli indirizzi di Piano tendono a privilegiare soluzioni che valorizzino superfici già impermeabilizzate in abbandono e non altrimenti utilizzabili, come ad esempio i piazzali delle aree industriali dismesse;
- biometano: preferenza per la produzione di biometano in impianti alimentati da FORSU. Il PEAR evidenzia anche la necessità di promuovere il contestuale recupero di materia e di energia ottenibile con l'integrazione di impianti di digestione anaerobica e di impianti di compostaggio, rispettando in questo modo la gerarchia dei rifiuti. In ambito agricolo, è da preferire la produzione di biometano in impianti alimentati prioritariamente con scarti vegetali, residui delle colture, sottoprodotto ed effluenti di allevamento;
- aree e siti non idonei all'installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile: al suo interno sono definite le aree inidonee e di attenzione per la localizzazione di impianti eolici, di impianti di produzione elettrica alimentati a biomasse, di impianti idroelettrici e di impianti fotovoltaici a terra.

Legge Regionale (Lombardia) 20 maggio 2022, n. 8: prima legge di revisione normativa ordinamentale 2022

La Regione Lombardia ha emanato la prima legge di revisione della normativa vigente, la quale apporta modifiche all'art. 27, riferito alle sanzioni in ambito impianti termici civili, della Legge Regionale 24/2006 - Norme per la prevenzione e la riduzione delle emissioni in atmosfera a tutela della salute e dell'ambiente. In particolare, l'atto prevede che:

1. l'inosservanza dell'obbligo di tenuta del libretto di impianto previsto in capo al responsabile dell'impianto comporta l'applicazione della sanzione amministrativa pecuniaria da 100 euro a 600 euro;
2. l'amministratore di condominio servito da impianto di riscaldamento centralizzato e, qualora delegato, il terzo responsabile, ciascuno per quanto di competenza, che omettono di comunicare la propria nomina al Comune o alla Provincia, sulla base delle competenze previste rispettivamente dagli articoli 27, comma 1, lettera d), e 28, comma 1, lettera c), della LR n. 26/2003, incorrono nella sanzione amministrativa da euro 100,00 a euro 600,00;
3. l'inosservanza degli obblighi dell'installatore o del manutentore inerenti alla targatura dell'impianto termico comporta l'applicazione della sanzione amministrativa pecuniaria da euro 50,00 a euro 300,00;
4. l'inosservanza degli obblighi dell'installatore o del manutentore, inerenti all'invio della dichiarazione dell'avvenuta manutenzione degli impianti termici o anche dell'avvenuta targatura degli impianti stessi comporta l'applicazione della sanzione amministrativa pecuniaria da euro 10,00 a euro 100,00. La medesima sanzione è aumentata, nel minimo e nel massimo, del 50%, qualora l'invio avvenga con un ritardo di oltre trenta giorni rispetto alle scadenze previste e, nel minimo e nel massimo, del 100%, qualora avvenga con un ritardo di oltre novanta giorni rispetto alla scadenza prevista.

Legge Regione Lombardia 20 maggio 2022, n. 9: legge di semplificazione 2022

In ottica di semplificazione la Regione Lombardia ha emanato la presente legge prevedendo che:

- nell'ambito delle discariche escluse dai criteri di localizzazione di cui all'articolo 8, comma 7, della Legge Regionale 12 luglio 2007, n. 12, la messa in sicurezza permanente deve essere realizzata in coerenza con gli obiettivi di tutela ambientale, fissati dal D.Lgs. 36/2003;
- in caso di inosservanza dell'obbligo di compilazione dei dati di ORSO le sanzioni sono abbassate da 100,00 euro a 1.000,00 euro (prima erano da 1.000,00 euro a 10.000,00 euro).

Delibera Giunta Regione Lombardia 23 maggio 2022, n. XI/6408, di approvazione dell'aggiornamento del Programma Regionale di Gestione dei Rifiuti (PRGR), comprensivo del Programma Regionale Bonifica delle aree inquinate (PRB) e dei relativi documenti previsti dalla Valutazione Ambientale Strategica (V.A.S) «Piano Verso L'economia Circolare»

Con questa DGR la Lombardia ha approvato l'aggiornamento del PRGR comprensivo del PRB. Il PRGR contiene scenari evolutivi al 2027 sia per i rifiuti urbani che per i rifiuti speciali, definendo specifici obiettivi e strumenti attuativi, che puntano a favorire i processi di riciclo effettivo e a limitare la realizzazione di nuove volumetrie di discariche. È previsto che le Province e la Città Metropolitana di Milano individuino le aree idonee e quelle non idonee alla localizzazione degli impianti di recupero e smaltimento dei rifiuti urbani e speciali. Il PRGR è corredata anche dai criteri localizzativi da applicare per i nuovi impianti e per le modifiche degli impianti esistenti, da applicare alle istanze presentate dopo il 27 maggio 2022. IL PRGR riporta, inoltre, un capitolo dedicato alle specifiche competenze attribuite ad ARERA anche in materia di rifiuti urbani e assimilati a partire dal 2018.

Una novità riguarda il potere delle autorità competenti a seguito dell'identificazione delle aree caratterizzate da criterio escludente. Esse possono verificare, in sede di rinnovo o riesame con valenza di rinnovo, le autorizzazioni vigenti che prevedono la gestione di impianti di recupero/smaltimento rifiuti localizzati in tali aree, seguendo una determinata procedura.

Sono assoggettati ai criteri localizzativi:

1. discariche – (operazioni: D1, D5);
2. impianti di incenerimento – (operazioni: D10, R1);
3. impianti di trattamento dei rifiuti (operazioni: D2, D3, D4, D6, D7, D8, D9, D12, D13, D14, R2, R3, R4, R5, R6, R7, R8, R9, R11, R12);
4. messa in riserva (R13), deposito preliminare (D15), adeguamento volumetrico senza modifica dei codici EER.

Non sono invece assoggettati (elenco non esaustivo):

1. centri di raccolta differenziata dei rifiuti urbani;
2. messa in riserva (R13), deposito preliminare (D15), adeguamento volumetrico senza modifica dei codici EER funzionali alle attività industriali e commerciali prevalenti, operate all'interno del medesimo insediamento, da valutarsi caso per caso da parte dell'autorità competente;
3. nel perimetro di impianti di depurazione di acque reflue urbane, il trattamento di fanghi, di rifiuti prodotti dalla depurazione di acque reflue urbane, di rifiuti prodotti dal trattamento dei fanghi di depurazione delle acque reflue urbane (compresa le ceneri), di rifiuti liquidi e di rifiuti organici biodegradabili;
4. ampliamenti di impianti di recupero esistenti per una superficie non superiore al 10% della superficie dell'impianto oggetto di ampliamento, esclusivamente per attività volte a realizzare operazioni di miglioramento dell'attività di recupero nella prospettiva dell'economia circolare e per una volta sola nell'arco di validità del presente aggiornamento di piano;
5. nuovi impianti di recupero rifiuti, nella prospettiva dell'economia circolare, nel perimetro o in aree adiacenti ad impianti esistenti produttivi o di trattamento rifiuti, dedicati esclusivamente al recupero finale (operazioni da R1 a R11) degli scarti decadenti da tali impianti, per una superficie pari al massimo al 50% dell'impianto adiacente e, comunque, non superiore a 50.000 mq.

Il PRB mira a delineare un quadro aggiornato delle criticità presenti sul territorio regionale e a proporre un insieme di azioni da attuare, nel breve e medio termine, volte a garantire e migliorare lo svolgimento dei procedimenti di bonifica e a perseguire più efficacemente l'obiettivo generale di eliminare, contenere o ridurre le sostanze inquinanti in modo da prevenire e limitare i rischi per la salute e per l'ambiente connessi alla contaminazione dei suoli, restituendo a nuovi usi e funzioni porzioni di territorio attualmente compromesse.

7.4 Business Unit Smart Infrastructures

Dal 2022 aggiornamento del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e del gas

La Delibera 614/2021/R/com ha definito i criteri per l'aggiornamento del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas nel periodo 2022-2027, confermando le principali caratteristiche dei meccanismi regolatori in essere (WACC reale pre-tasse, periodo regolatorio di 6 anni suddiviso in due sub-periodi triennali, formula di calcolo basata sul Capital Asset Pricing Model) ma introducendo rilevanti novità nella modalità sia di aggiornamento che di definizione dei singoli elementi che lo compongono:

- i. meccanismo di trigger nel primo triennio: previsione di un aggiornamento annuale, qualora dovesse risultare una variazione del WACC, per almeno un servizio, pari o superiore a 50 bps rispetto al valore in vigore, considerando alcuni specifici parametri di mercati (cfr. parametri Risk Free nominale, inflazione ISR incorporata nel Risk Free, SPREAD e indice iBoxx BBB). In tal caso il valore del WACC verrebbe aggiornato per tutti i servizi;
- ii. ke (costo del capitale proprio): prevista l'eliminazione del floor attualmente esistente (0,5%) per le attività prive di rischio e introduzione di correttivi volti a intercettare le condizioni di mercato effettive (CP - Convenience Premium; FP - Forward Premium e UP - Uncertainty Premium) con un approccio di tipo forward looking e finanziario;
- iii. kd (costo del capitale di debito): si è passati da riferimenti di settore (i.e. raccolta e analisi del costo del debito effettivo degli operatori italiani) a quelli di mercato (i.e. indici iBoxx rappresentativi del rendimento delle obbligazioni emesse dalle società con rating BBB), prevedendo anche una ponderazione tra il costo di debito esistente (85%) e quello del nuovo debito (15%). È stato, inoltre, introdotto un meccanismo di gradualità, in base a cui alla nuova metodologia di calcolo del Kd è attribuito un peso pari al 33,3% nel primo triennio 2022-2024 e a 66,6% nel secondo triennio 2025-2027.
- iv. diminuzione del costo riconosciuto a copertura della tassazione, riducendo il parametro fiscale T dall'attuale 31% al 29,5%.

L'Autorità ha confermato i valori di gearing mentre per il βasset (parametro che misura la rischiosità dello specifico settore) ha introdotto un aggiornamento straordinario in vigore nel triennio 2022-2024 solo per i servizi infrastrutturali che ad oggi presentano un valore inferiore a 0,4.

	WACC 2022						WACC 2021
	Coefficiente βasset	Peso del capitale proprio e del capitale di debito (Gearing)	Tasso di rendimento del capitale proprio (Ke)	Tasso di rendimento del capitale di debito (Kd)	Fattore correttivo (F)	Tasso di remunerazione del capitale investito (WACC)	Tasso di remunerazione del capitale investito (WACC)
Trasmissione energia elettrica	0,370	0,50	5,08%		0,41%	5,0%	5,6%
Distribuzione e misura energia elettrica	0,400	0,50	5,39%		0,41%	5,2%	5,9%
Stoccaggio	0,506	0,50	6,49%	1,86%	0,41%	6,0%	6,7%
Rigassificazione	0,524	0,50	6,67%		0,41%	6,1%	6,8%
Trasporto gas	0,384	0,50	5,23%		0,41%	5,1%	5,7%
Distribuzione e misura gas	0,439	0,44	5,40%		0,45%	5,6%	6,3%

Nuovi criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS base)

La Delibera 271/2021/R/com ha avviato un procedimento finalizzato a definire un nuovo metodo di calcolo dei costi riconosciuti che superi l'attuale approccio ibrido di rate of return per i costi di capitale e di price cap per i costi operativi adottandone uno basato sulla spesa totale, ovvero considerando congiuntamente sia i costi operativi che quelli di capitale. Il procedimento per l'adozione del nuovo approccio (definito Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio - ROSS) dovrà concludersi entro il 31 dicembre 2022 ed ha i seguenti principali obiettivi:

- riallineamento degli incentivi all'efficienza in modo che si estendano all'efficienza totale e non siano più limitati ai costi operativi;
- utilizzo di tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore, differenziati per singolo servizio da applicare

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

alla spesa totale riconosciuta così da determinare sia la spesa di capitale riconosciuta (che va a incrementare il capitale investito) sia i costi operativi riconosciuti;

- previsione di meccanismi di monitoraggio dei ritorni sul capitale investito al fine di valutare in che misura i rendimenti effettivi conseguiti si discostino da quanto determinato dal regolatore;
- omogeneizzare i criteri di regolazione dei vari servizi infrastrutturali, evitando disallineamenti nei ritorni sul capitale investito legati a differenze nel trattamento di specifiche voci di costo operativo e di capitale. In tale ambito saranno valutati i profili relativi alla definizione della lunghezza del periodo regolatorio, tenendo conto delle sovrapposizioni tra periodi specifici di ogni servizio e periodi di regolazione del WACC.

A fine dicembre è stato pubblicato il DCO 615/2021/R/com in cui sono illustrate le logiche delle principali linee di intervento che caratterizzano la soluzione ROSS-base e un cronoprogramma di applicazione della nuova metodologia ai diversi settori.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale provvisorie 2022 e definitive 2021

La Delibera 194/2022/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2022 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale mentre la Delibera 154/2022/R/gas ha approvato, per le medesime attività, le tariffe di riferimento definitive 2021.

In linea con quanto previsto dalla Delibera 559/2021/R/gas, i suddetti provvedimenti hanno riconosciuto, all'interno della quota ammortamento della misura, la seconda e la terza delle cinque rate relative agli Importi a Recupero dei Mancati Ammortamenti dei misuratori meccanici dismessi e sostituiti con misuratori elettronici (IRMA).

Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe di riferimento provvisorie 2022 milioni di euro	Unareti (1)	ASVT	LD Reti (1)	RetiPiù	Gruppo ACSM-AGAM (1)(2)	Totale
Cap. Centralizzato	45	1	10	12	9	77
RAB Distribuzione	773	11	160	129	143	1.216
RAB Misura	122	2	23	36	27	210
Totale	940	14	193	177	179	1.503

(1) I valori della RAB di Unareti S.p.A., di LD Reti S.r.l. e del Gruppo ACSM-AGAM risentono della cessione, avvenuta nel primo trimestre 2022, di numerose località, oltre che di Serenissima Gas S.p.A., a Romeo Gas S.p.A..

(2) Include le società Lereti S.p.A. e Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l. I valori della RAB di Lereti S.p.A. sono espressi al netto delle 4 località (Varese, Brizio, Casciago e Lozza) dove la proprietà dei cespiti è dei Comuni.

Le tariffe provvisorie 2022 risentono del calo del WACC (5,6% vs 6,3%), nonché dell'attivazione, nell'ambito del meccanismo di price-cap per l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti e con decorrenza – retroattiva - 2021, del c.d. Y-Factor (+0,9%) al fine di garantire la copertura dell'onere sorgente determinato dall'introduzione del c.d. Canone Unico in sostituzione della TOSAP/COSAP.

Con riferimento alla componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche, azzerata dal 2018, a partire dal 2020 l'Autorità ha previsto uno specifico meccanismo di acconto con successivo saldo da effettuarsi una volta definiti i costi netti effettivamente sostenuti. Attualmente si è in attesa dell'emanazione della delibera in materia da parte dell'Autorità.

Allo stesso modo continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2022, i costi operativi non già coperti dalle tariffe relativi alla telegestione/telelettura e ai concentratori dei misuratori elettronici del gas, entro un limite annuo decrescente (2020: 4,24 euro/PdRsmart; 2021: 3,74 euro/PdRsmart; 2022: 3,24 euro/PdRsmart) e al netto di una decurtazione forfettaria relativa alla quota parte di costi operativi di telelettura/telegestione già inclusa nella tariffa di riferimento della misura (dal 2020 0,53 €/PdR). La raccolta delle istanze per il riconoscimento dei costi relativi all'anno 2021 sarà avviata entro fine 2022.

Con specifico riferimento ad Unareti S.p.A., le tariffe provvisorie 2022 non tengono conto del passaggio alla gestione su base ATEM dell'ambito Milano 1 avvenuta dal 1° marzo 2022 e, di conseguenza, sono calcolate con i criteri tariffari applicabili alle gestioni comunali. Tuttavia, i ricavi ammessi effettivamente riconosciuti in sede di meccanismo perequativo 2022 (quindi a fine 2023) saranno pari alla media, ponderata per i giorni di ciascuna gestione, dei ricavi calcolati con i criteri comunali e quelli calcolati con i criteri d'ambito.

Determinazione degli Importi a Recupero dei Mancati Ammortamenti dei misuratori meccanici dismessi e sostituiti con misuratori elettronici (c.d. IRMA)

La Delibera 559/2021/R/gas ha chiuso un lungo procedimento finalizzato ad individuare la modalità di valorizzazione dell'IRMA, generato da una discrepanza a livello di vite utili utilizzate per il calcolo degli ammortamenti residui dei misuratori meccanici di calibro G4/G6 dismessi in quanto sostituiti con misuratori elettronici conformi alle disposizioni dettate dall'Autorità.

ARERA ha adottato la Delibera 287/2021/R/gas e successivamente è stata emanata la Determina 3/2021 DIEU che stabilisce:

- che le dismissioni dei misuratori tradizionali sostituiti da elettronici dovessero essere rappresentate nelle raccolte tariffarie RAB GAS con il metodo del FIFO applicato ai valori storici lordi e che, di conseguenza, sarebbe stato necessario ri-acquisire i dati delle dismissioni 2014-2019 precedentemente comunicati così da garantire l'omogeneità di applicazione di tale criterio tra gli operatori;
- le modalità tecniche la ri-acquisizione dei dati e le formule per il calcolo dell'IRMA sull'intero parco misuratori meccanici G4/G6 esistente al 31 dicembre 2019 e per i misuratori dismessi nel periodo 2014-2019.

A seguito della specifica raccolta dati per la ri-acquisizione delle dismissioni 2014-2019 l'IRMA riconosciuto ai distributori del Gruppo A2A è stato pari a circa 6 milioni di euro e sarà corrisposto in 5 rate incluse nei ricavi ammessi degli anni dal 2020 al 2024, di cui le prime 3 rate sono già state riconosciute nelle tariffe 2020 (rideterminate dalla delibera precedentemente citata), 2021 e 2022.

Regolazione tariffaria del servizio di distribuzione e misura del gas naturale 2020-2025

La Delibera 570/2019/R/gas ha approvato la RTDG 2020-2025 che definisce il quadro regolatorio in materia tariffaria per il servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025 (V periodo regolatorio). Pur se confermate le caratteristiche della regolazione precedente, 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 del 2018 e i costi riconosciuti nello stesso anno. L'aggiornamento è stato effettuato tramite il metodo del price cap considerando, oltre all'inflazione, anche un X-Factor differenziato per attività (distribuzione, commercializzazione e misura) e, limitatamente alla distribuzione, la dimensione dell'operatore (grande, medio, piccolo). Rispetto al periodo precedente, si evidenzia una diminuzione considerevole dei costi operativi riconosciuti ed un aumento degli X-Factor relativi alla distribuzione e alla commercializzazione mentre per la misura è confermato il livello previgente;
- costi di capitale: revisione del parametro β nel calcolo del WACC della misura al fine di allineare il rendimento riconosciuto a quello vigente per la distribuzione (5,6% per il 2022). Nel 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 che non era considerato nella definizione delle tariffe.

Unareti S.p.A. ha impugnato al TAR la Delibera 570/2019/R/gas evidenziandone la carenza di istruttoria e il forte impatto, imprevisto e non adeguatamente giustificato, sull'equilibrio economico-finanziario. Nell'ambito del suddetto ricorso, l'attività di verificazione, richiesta dai ricorrenti (tra cui anche Unareti S.p.A.), si è conclusa al 30 marzo 2022 con il deposito della Relazione contenente gli esiti delle analisi effettuate dai Verificatori. A valle di ciò, tra aprile e giugno si sono svolte le udienze di discussione delle cause davanti al TAR, le cui sentenze sono attese a breve.

Regolazione della sicurezza e qualità del servizio di distribuzione e misura del gas naturale 2020-2025

La Delibera 569/2019/R/gas ha approvato la RQDG 2020-2025 che definisce il quadro regolatorio in materia di qualità, tecnica e commerciale, del servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025 (V periodo regolatorio). In generale, sono state confermate le caratteristiche della regolazione vigente, ivi inclusi i meccanismi premiali per l'incentivazione dei recuperi di sicurezza, per cui l'Autorità, con la Delibera 463/2020/R/gas, ha provveduto a fissare i nuovi livelli e ha introdotto alcuni ulteriori affinamenti volti a monitorare e stimolare il miglioramento di alcuni specifici aspetti, come la pressione e protezione catodica delle reti, la vita residua media della rete e la tempestiva eliminazione delle dispersioni entro i tempi previsti dalle norme tecniche vigenti (divenuto un nuovo obbligo di servizio). Per quanto riguarda la qualità commerciale, l'unica differenza di rilievo riguarda le modalità di esecuzione della verifica della pressione di fornitura su richiesta dell'utente.

**Business Unit
Generazione
e Trading**

**Business Unit
Mercato**

**Business Unit
Ambiente**

**Business Unit
Smart
Infrastructures**

Nel corso dei primi mesi del 2022 l'Autorità, insieme con il Nucleo Speciale della Guardia di Finanza, ha effettuato 2 visite ispettive in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale presso Retipiù S.r.l. e Azienda Servizi Valtrompia S.p.A.. In particolare, le ispezioni hanno avuto ad oggetto il rispetto delle disposizioni regolatorie in materia di Pronto Intervento gas e di Centralino di Pronto Intervento gas per l'anno 2020. Ad oggi si è in attesa delle comunicazioni delle risultanze istruttorie da parte degli Uffici dell'Autorità.

Avvio della gestione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ambito Milano 1

Il 16 dicembre 2021 Unareti S.p.A. ha sottoscritto il contratto di servizio per la gestione del servizio di distribuzione e misura del gas naturale nell'ambito Milano 1 – Città e Impianto di Milano a valle dell'aggiudicazione della gara bandita dalla competente Stazione Appaltante (Comune di Milano).

La gestione dell'ambito ha avuto avvio dal 1° marzo 2022 e da tale data saranno applicabili, anche ai clienti finali dell'ambito, le condizioni migliorative offerte dalla Società in sede di gara. Il passaggio alla gestione su base d'ambito comporta anche l'applicazione di nuove e specifiche regole tariffarie ai fini del calcolo dei ricavi ammessi delle località incluse nell'ambito stesso. Le principali differenze rispetto alle regole tariffarie applicabili alle località gestite su base comunale sono (i) l'aumento della durata delle vite utili degli asset della distribuzione e (ii) l'azzeramento dell'X-Factor per 2 aggiornamenti annuali del corrispettivo tariffario unitario parametrico a copertura dei costi operativi.

Regolazione tariffaria del servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023

La Delibera 114/2019/R/gas ha approvato la disciplina applicabile alle tariffe di trasporto del gas naturale per il periodo 2020-2023 (V periodo regolatorio – nuova RTTG). Le principali novità sono:

- definizione dei ricavi ammessi: il metodo adottato, simile a quello precedente, prevede il calcolo dei ricavi ammessi come somma della (i) remunerazione del capitale investito netto (WACC 2021: 5,7%), (ii) quota di ammortamento (vite utili sostanzialmente invariate) e (iii) costi operativi (calcolati a partire dai costi effettivi del singolo operatore così come esposti nei conti annuali separati 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 e s.m.i., oltre che il rispetto di criteri di economicità ed efficienza nella loro realizzazione. Sono previsti, inoltre, meccanismi incentivanti lo sviluppo infrastrutturale;
- riconoscimento dei costi relativi alle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato (GNC): 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. Inoltre, con la Delibera 569/2020/R/gas è stato introdotto un meccanismo di parziale conguaglio degli scostamenti tra i quantitativi di GNC riconosciuti e quelli effettivi registrati in un determinato anno;
- 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 un nuovo 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 previsto una nuova modalità di gestione dei c.d. Fattori Correttivi (FC) dei ricavi ammessi, ovvero elementi che garantiscono, annualmente e per ciascun operatore, l'uguaglianza tra i ricavi ammissibili e quelli effettivamente ottenuti dall'applicazione delle tariffe. Fino al 2019 tali importi venivano rateizzati in 4 rate annuali dove l'ammontare relativo ad un singolo anno era poi sottratto direttamente dai ricavi ammessi per il medesimo anno. A partire dal V periodo regolatorio viene eliminata la rateizzazione e la gestione di queste differenze è affidata alla CSEA nell'anno successivo rispetto all'anno di riferimento dove i ricavi ammessi non sono nettati di tale ammontare.

In base ai criteri previsti nella RTTG, la Delibera ARERA 233/2022/R/gas ha approvato i ricavi riconosciuti e i corrispettivi tariffari per l'attività di trasporto e misura del gas naturale per il 2023, mentre quelli del 2022 erano stati approvati dalla Delibera 230/2021/R/gas; in entrambi i casi le tariffe approvate risentono della riduzione del WACC (da 5,7% a 5,1%).

Valore RAB di Retragas S.r.l. sottesa alle tariffe definitive 2022 e alle tariffe provvisorie 2023 milioni di euro	Tariffe 2023	Tariffe 2022
RAB Trasporto	52,4	45,9
RAB Misura	1,6	1,6
Totale RAB	54,0	47,5

Per quanto riguarda la valutazione dei Piani Decennali di Sviluppo della Rete di Trasporto 2021 predisposti dagli operatori e presentati all'Autorità, la Determina 3/2022 DIEU ha individuato la lista dei verificatori incaricati di effettuare l'analisi indipendente degli interventi. Per Retragas S.p.A. sarà sottoposto a verifica l'intervento finalizzato alla metanizzazione di alcune aree della Provincia Autonoma di Trento. Attualmente si è in attesa della predisposizione dello standard contrattuale da parte di Terna S.p.A. e di Snam S.p.A. per poi procedere al suo adattamento alle specificità aziendali e del valutatore assegnato all'intervento in esame ed alla successiva firma.

Infine, in vista del termine del corrente periodo regolatorio e tenendo conto delle tempistiche richieste dalla normativa europea, la Delibera 617/2021/R/gas ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il VI periodo di regolazione decorrente dal 2024 e che dovrà tener conto anche degli orientamenti in merito alla "Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio - ROSS" (si veda specifico paragrafo).

Riaspetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto

La Delibera 512/2021/R/gas conclude il procedimento finalizzato al riaspetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto, approvando il nuovo testo contenente la "Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG)", in cui sono definite responsabilità e perimetro delle attività di metering e meter reading, requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo, livelli di qualità.

La nuova regolazione è finalizzata a responsabilizzare maggiormente i vari soggetti coinvolti nella filiera, definendone i ruoli ed introducendo - come già previsto in numerosi altri casi - un articolato sistema di penali ed indennizzi comminati, a fronte di uno specifico monitoraggio a cura dei TSO, ai responsabili dell'attività di metering (i.e. proprietari dell'impianto di misura) e/o di meter reading (TSO cui l'impianto di misura è connesso) al fine di fornirgli un adeguato segnale di prezzo della non-compliance rispetto a determinati livelli di qualità del servizio (in alcuni casi distinti tra minimi e ottimali) e stimolare così interventi volti all'adeguamento degli impianti di misura, con conseguente miglioramento della loro performance, a garanzia di dati di misura di maggior qualità.

Nel 2022 sarà avviata un'attività di coordinamento tra trasportatori al fine di procedere al censimento degli impianti di misura entro metà 2022 per poi partire, dal 2023, con la fase di monitoraggio delle performance (e relativa reportistica, anche verso l'Autorità) e, dal 2024, con il sistema di incentivazione.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica provvisorie 2022 e definitive 2021

La Delibera 193/2022/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2022 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica per le imprese che servono oltre 25.000 POD mentre la Delibera 153/2022/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2021.

Non essendo ancora stati resi disponibili da parte di ARERA gli elementi di dettaglio relativi alle tariffe di riferimento definitive 2021 e provvisorie 2022 per i servizi di distribuzione e di misura, come previsto dalla Determina DIEU 12/2020, si riporta una stima dei valori della RAB elettrica.

Valore della RAB ELETTRICA sottesa alle tariffe provvisorie 2022 milioni di euro	Unareti (*)	LD Reti	RetiPiù	Reti Valtellina Valchiavenna	Totale
RAB Distribuzione	691	59	25	16	791
RAB Misura	80	3	2	2	87
Totale	771	62	27	18	878

(*) La RAB Misura di Unareti S.p.A. contiene circa 42 milioni di euro di investimenti in misuratori 2G relativi al 2021 a preconsuntivo che saranno gestiti tramite il metodo della c.d. rata fissa (i.e. Quota Ammortamento e Remunerazione insieme e fissa per l'intera vita utile degli asset 2G e pari a 15 anni) che, rispetto al normale metodo di riconoscimento tariffario degli investimenti, comporta una diversa allocazione temporale del riconoscimento stesso.

Le tariffe provvisorie 2022 risentono della riduzione del WACC (5,2% vs 5,9%) nonché dell'attivazione, nell'ambito del meccanismo di price-cap per l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti e con decorrenza retroattiva 2021, del c.d. Y-Factor (+0,9%) al fine di garantire la copertura dell'onere sorgente determinato dall'introduzione del c.d. Canone Unico in sostituzione della TOSAP/COSAP.

Per quanto riguarda i distributori fino a 25.000 POD, la Delibera 237/2018/R/eel ha definito i criteri di riconoscimento dei costi operativi e di capitale. In particolare, le tariffe per l'attività di distribuzione sono calcolate tramite un metodo parametrico, in vigore dal 2018, che prevede l'applicazione di un meccanismo di gradualità¹⁰. In base a tale metodologia opex e capex riconosciuti sono 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 tengono conto di un profilo convenzionale di installazione dei misuratori elettronici BT, di un costo medio unitario pari a 126 €/misuratore (valori 2014) e di un fattore di turnover degli investimenti fissato al 2% (da applicare a partire dal 2015). Le ultime tariffe che ad oggi risultano approvate sono quelle relative agli anni 2016 e 2017 (cfr. Delibere 104/2021/R/eel e 187/2021/R/eel).

A partire dal 1° luglio 2021, al fine di rimuovere gli ostacoli alla diffusione della mobilità elettrica, è possibile, per gli utenti domestici con potenza installata fino a 4,5 kW e wallbox con determinate caratteristiche, aderire alla sperimentazione tariffaria di cui alla Delibera 541/2020/R/eel che, senza aggravio in bolletta, permetterà agli aderenti di prelevare fino a 6 kW durante le fasce notturne.

Aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica 2020-2023

La Delibera 568/2019/R/eel ha approvato la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023 (NPR2) e i relativi Testi Integrati TIT, TIME e TIC¹¹. Il provvedimento, 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 l'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 (i.e. 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 e gestito nell'ambito dei meccanismi perequativi già previsti dalla regolazione;
- incentivi alle aggregazioni tra imprese distributrici, privilegiando quelle di minori dimensioni, con la possibilità di ricorrere allo strumento del "Contratto di Rete";
- un meccanismo di recupero dei crediti non altrimenti recuperabili afferenti agli oneri di rete il cui accesso da parte dei distributori è sottoposto al soddisfacimento di specifiche condizioni (si veda specifico paragrafo);
- una revisione della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva (si veda specifico paragrafo).

10 Il meccanismo di gradualità è basato sulla media ponderata (peso del metodo parametrico pari a 10% nel 2018; 20% nel 2019; 30% nel 2020; ancora da definirsi per il periodo 2021-2023) tra il regime tariffario individuale e quello parametrico.

11 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).

Aggiornamento infra-periodo della regolazione della qualità del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (i.e. TIQE): 2020-2023

La Delibera 566/2019/R/eel ha aggiornato per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 il TIQE introducendo 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:

- l'erogazione di un premio a fine periodo (2023), qualora venga raggiunto il livello obiettivo fissato da ARERA e di una penale (pari a 1/3 del premio) in caso di mancato conseguimento;
- la possibilità di richiedere la posticipazione dell'anno target dal 2023 al 2025, dietro presentazione da parte del distributore di un'apposita Relazione Tecnica che ne comprovi le motivazioni in considerazione della presenza di criticità strutturali; in caso di accettazione dell'istanza, si avrebbe il contestuale ricalcolo dei tendenziali.

La Delibera 431/2020/R/eel ha approvato l'istanza di Unareti S.p.A. per partecipare alla regolazione speciale per l'ambito Milano, con il ricalcolo dei tendenziali.

Inoltre, con particolare riferimento al numero e alla durata delle interruzioni, l'Autorità ha disposto anche l'avvio di una "regolazione per esperimenti" (regulatory sandbox), mutuamente esclusiva con la "regolazione speciale", in aree individuate dai distributori. Fermo restando il raggiungimento del livello obiettivo fissato per il 2023, il distributore ha la possibilità di proporre un percorso di miglioramento diverso da quello definito dalla regolazione 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.

Entro fine anno è attesa la determinazione e l'erogazione dei premi e penali relativi alla regolazione output-based relativa alla continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2021, tenendo conto, tra le altre cose, anche delle disposizioni in materia di regolazione speciale precedentemente ricordata.

TIQE: Piani di Resilienza per la rete elettrica

Il Titolo 10 del TIQE¹² definisce l'ambito di applicazione degli obblighi in materia di resilienza della rete elettrica, i contenuti e le tempistiche di realizzazione del piano di interventi nonché idonei meccanismi di incentivazione. Nel dettaglio, tutte le principali imprese distributrici¹³ devono predisporre, e comunicare periodicamente all'Autorità, i piani per la resilienza di durata triennale, integrandoli attraverso un'apposita sezione nel proprio Piano di Sviluppo della rete elettrica, secondo modalità e tempistiche differenziate in base alla classe dimensionale. Tali Piani devono, inoltre, essere pubblicati sul sito internet del distributore entro il 30 giugno di ciascun anno.

È inoltre previsto un'incentivazione economica di tipo premi/penali per gli interventi di incremento della resilienza basata su:

- specifici criteri finalizzati ad identificare quali interventi possano essere considerati eleggibili al meccanismo incentivante;
- 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 consuntivi in base all'ampiezza del ritardo.

Oltre al tetto già in vigore per i premi netti totali di ciascun distributore, pari al 25% del valore attuale netto della somma dei costi attesi di tutti gli interventi, è prevista l'applicazione di un 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, in relazione alle modalità e alle tempistiche di erogazione dei premi¹⁴ e di versamento delle penali, il TIQE (art. 79quinquies.3) prevede che, entro il 31 dicembre di ogni anno dal 2020 al 2025, l'Autorità determini i premi e le penalità da versare sul conto CSEA "Qualità dei servizi elettrici" relativi agli interventi eleggibili, con data di effettivo completamento nell'anno precedente.

¹² Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023» (TIQE 2016-2023), come modificato e integrato dalle Delibere 31/2018/R/eel, 668/2018/R/eel, 534/2019/R/eel e 432/2020/R/com. Quest'ultima Delibera, a seguito dell'emergenza epidemiologica COVID -19, ha definito il posticipo di un semestre per la conclusione dei soli interventi inclusi nel Piano 2019-21.

¹³ Per "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.

¹⁴ La Delibera 566/2019/R/eel ha successivamente stabilito che i premi in materia di incremento della resilienza delle reti di distribuzione saranno finanziati dal Fondo Utenti MT.

**Business Unit
Generazione
e Trading**

**Business Unit
Mercato**

**Business Unit
Ambiente**

**Business Unit
Smart
Infrastructures**

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.

A seguito della pubblicazione da parte del MiTE dell'Avviso Pubblico del 20 giugno per la presentazione di proposte di intervento finalizzate a migliorare la resilienza della rete elettrica di distribuzione da finanziare nell'ambito del PNRR, è stata adottata la Delibera 283/2022/R/eel che ha posticipato al 30 settembre 2022 l'invio ad ARERA e la contestuale pubblicazione da parte del distributore del Piano Resilienza 2022-2024 inclusivo dei nuovi interventi. Entro il 30 giugno 2022 Unareti S.p.A. ha, pertanto, provveduto ad inviare soltanto la consultivazione dell'avanzamento degli interventi già ammessi dall'Autorità al meccanismo incentivante premi/penali per l'incremento della resilienza, sia per gli interventi conclusi nel 2021 che per quelli in fase realizzativa.

La Delibera 121/2022/R/eel di avvio di procedimento per l'attuazione del D.Lgs 210/2021 da completare entro il 30 settembre 2022 ha sospeso il termine del 30 giugno 2022 per la predisposizione da parte delle imprese distributrici di energia elettrica dei piani di sviluppo delle proprie infrastrutture di rete.

LD Reti S.r.l. e RetiPiù S.r.l., ai sensi dell'art. 79septies.2 del TIQE, pur soggetti obbligati dal 2020 alla pubblicazione sul loro sito internet della sezione dedicata al Piano Resilienza, hanno optato per l'adesione posticipata al meccanismo premi/penali, che avrà pertanto decorrenza dal 2022.

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, posticipata di un semestre per effetto della Delibera 432/2020/R/com (1° gennaio 2020 – 30 giugno 2023), 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.

Al fine di superare eventuali ritrosie da parte dei condomini all'effettuazione di tali interventi, l'Autorità, oltre alla definizione di un "Contratto Tipo", 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 tariffari¹⁵, previa conclusione entro il 31 marzo 2023¹⁶ del censimento obbligatorio delle proprie colonne montanti vetuste.

Unareti S.p.A. effettuerà la maggior parte degli interventi 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: si stimano, in particolare, 9.500 condomini con presenza di colonne antecedenti il 1970, la maggior parte dei quali composti da un elevato numero di edifici che porta a quantificare la presenza di circa 23.500 fabbricati con colonne montanti vetuste in servizio. A Brescia, invece, si valutano circa 1.900 condomini per circa 2.100 fabbricati interessati.

In termini di ispezioni, la società ha, inoltre, definito un cronoprogramma di massima che prevede su Milano circa 550 ispezioni al mese, mentre su Brescia circa 290, tenuto conto che il termine fissato da ARERA per la conclusione del censimento è il 31 marzo 2023.

Relativamente agli ammodernamenti, nel 2021-22 sono stati stipulati contratti con 18 Condomini (tutti con centralizzazione dei contatori), di cui 5 sono stati gli ammodernamenti conclusi e rendicontati con contributi complessivamente liquidati pari a 136.300 euro, mentre sono stati 6 quelli per cui Unareti S.p.A. ha concluso i lavori ma si è in attesa che vengano finalizzate le attività di finitura in capo al condominio e la successiva rendicontazione. Questi ultimi comporteranno l'erogazione di contributi totali pari a 78.700 euro.

¹⁵ La Delibera 566/2019/R/eel ha successivamente stabilito che i premi in materia di incremento della resilienza delle reti di distribuzione saranno finanziati dal Fondo Utenti MT.

¹⁶ La Delibera 566/2019/R/eel ha successivamente stabilito che i premi in materia di incremento della resilienza delle reti di distribuzione saranno finanziati dal Fondo Utenti MT.

Sistemi di Smart Metering 2G per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione ed approvazione del PMS2 di Unareti S.p.A.

In vista della sostituzione dei misuratori elettrici di prima generazione (1G) che avranno completato la loro vita utile regolatoria (15 anni), la Delibera 87/2016/R/eel ha stabilito i requisiti funzionali e le specifiche dei misuratori dell'energia elettrica in BT - versione 2.0, nonché i livelli di performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione.

La Delibera 646/2016/R/eel definisce, per i distributori > 100.000 POD, le modalità di riconoscimento dei costi, successivamente aggiornate per il periodo 2020-2022 dalla Delibera 306/2019/R/eel. Le principali disposizioni in materia 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 sono stati definiti dalla successiva Delibera 106/2021/R/eel;
- obbligo di predisporre approfonditi piani di messa in servizio di un sistema di smart metering 2G (PMS2) con pubblica consultazione degli stessi nei modi definiti dall'Autorità;
- determinazione di una soglia unica pari a 130 €/misuratore per il calcolo della c.d. condizione di spesa massima di capitale per l'ammissione del piano ad una valutazione c.d. fast track;
- 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. Inoltre, è previsto un 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 è stato introdotto un meccanismo correttivo del PCO che viene modulato così da anticipare da fine ad inizio periodo il riconoscimento in tariffa di una parte delle quantità di misuratori 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.

La Delibera 106/2021/R/eel definisce, per i distributori che servono meno di 100.000 POD, le modalità di riconoscimento dei costi relativi agli smart meter 2G:

- obbligo di installazione a partire dal 1° gennaio 2022 e obbligo di messa in servizio entro il 2025 di almeno il 90% dei misuratori installati su punti attivi BT al 31 dicembre 2020;
- riconoscimento degli investimenti 2G basato su un costo standard unitario omnicomprensivo (fisso per l'intero piano e pari a 145 euro) da applicare al quantitativo fisico di misuratori 2G messi in servizio nell'anno di riferimento, calcolato considerando un limite massimo ai misuratori 2G messi in servizio in sostituzione di misuratori 2G già installati. Il capitale investito esistente al 31 dicembre 2021 relativo a sistemi 1G verrà riconosciuto in tariffa fino a conclusione della sua vita residua, mentre nuovi investimenti 1G non saranno riconosciuti;
- sono previsti meccanismi di penalizzazione simili a quelli definiti per gli operatori di maggiore dimensione (i.e. penalizzazione una tantum per mancato avanzamento del roll-out massivo e penalizzazione per underperformance del sistema di smart metering 2G) anche se con sistemi applicativi molto più semplificati.

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

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 (tariffe 2018-2021) e in misuratori 2G, effettuati al di fuori del piano di sostituzione e relativi alla "gestione utenza ordinaria" (cfr. TIME 2020-2023).

Per quanto riguarda il Gruppo A2A, a valle di un ampio confronto con gli Uffici, l'Autorità con la Delibera 278/2020/R/eel ha approvato il Piano 2G proposto da Unareti S.p.A. che contiene la sostituzione di circa 1,3 milioni di misuratori con una fase massiva prevista nel periodo 2020-2024 attualmente in fase di esecuzione (l'area bresciana è terminata nel 2021 e la posa sta adesso interessando l'area di Milano).

**Business Unit
Generazione
e Trading**

**Business Unit
Mercato**

**Business Unit
Ambiente**

**Business Unit
Smart
Infrastructures**

Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva

La Delibera 568/2019/R/eel¹⁷ è intervenuta sulla regolazione dei flussi di energia reattiva sulle reti apportando significative modifiche: in particolare, sono stati definiti i livelli minimi del fattore di potenza sia per i prelievi che per le immissioni di reattiva, al cui superamento è previsto il pagamento di penali calcolate in base a specifici corrispettivi unitari da applicare sia ai clienti finali in AT e AAT e alle imprese distributrici direttamente connesse alla RTN, sia ai clienti finali in MT e ai non domestici in BT con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, così come ai punti di scambio tra reti di distribuzione in MT e BT.

ARERA ha, tuttavia, previsto la facoltà, da parte di Terna S.p.A. e delle imprese distributrici, di sottoscrivere deroghe all'applicazione dei corrispettivi per eccessivi prelievi e immissioni di reattiva qualora tale applicazione determini criticità nella gestione della rete. In ottemperanza a quanto previsto dalla Determina 02/2021 DIEU e in un'ottica di ottimizzazione del piano di investimenti da realizzare, Unareti S.p.A. ha avviato un tavolo tecnico con Terna S.p.A. mirato all'identificazione dei nodi di rete su cui compensare l'energia reattiva immessa/prelevata per le aree di Milano e Brescia attraverso l'installazione di sistemi di rifasamento, anche valutando l'adozione di una logica aggregativa per cabine primarie omogenee per livello di tensione. Tali analisi si sono concretizzate con l'invio all'ARERA, a fine ottobre 2021, di una "Relazione congiunta Terna/Unareti" contenente gli esiti delle analisi svolte.

A valle di un'intensa attività di consultazione¹⁸, ARERA ha pubblicato la Determina 01/2022 DIEU, in cui definisce un piano di attività da sviluppare nel 2022 da parte di Terna S.p.A., strumentale all'applicazione dal 2023 di un approccio tariffario a raggruppamenti di rete con comportamento simile delle utenze, con l'invio alla stessa Autorità entro il 30 settembre 2022 di una relazione con le risultanze emerse. Successivamente, la Delibera 232/2022/R/eel ha disposto di rimandare al 1° aprile 2023 l'applicazione dei corrispettivi tariffari per l'energia reattiva immessa in fascia F3 per i clienti finali non domestici in BT con potenza superiore a 16,5 kW e per i non domestici in MT, nonché alle interconnessioni tra reti in MT e in BT.

Con il suddetto provvedimento è, inoltre, previsto che:

- I. le imprese distributrici contattino direttamente entro il 28/02/2023 fino al 10% dei clienti finali in MT con maggiori immissioni di energia reattiva in rete per identificare le azioni tecniche necessarie a mitigare tale fenomeno;
- II. le imprese di vendita, per i clienti finali non domestici in BT con potenza superiore a 16,5 kW, riportino, fino al mese di marzo 2023, nelle bollette (o con comunicazione separata) le letture mensili dell'energia reattiva immessa a partire dalla prima messa a disposizione al Sistema Informativo Integrato (SII) delle stesse e, comunque, a decorrere da settembre 2022, così come una comunicazione informativa - il cui testo sarà reso disponibile da ARERA - relativa ai corrispettivi per l'energia reattiva immessa. Infine, per i clienti finali non domestici in MT, le medesime imprese devono trasmettere entro marzo 2023 una specifica informativa in merito ai corrispettivi per l'energia reattiva immessa.

Infine, per dare certezza a tutti i soggetti interessati, la Delibera 281/2022/R/eel ha prorogato fino al 31 dicembre 2022 i vigenti corrispettivi tariffari per eccessivi prelievi di energia reattiva applicabili a clienti finali e punti di interconnessione tra reti in alta e in altissima tensione, non trattati nella Delibera 232/2022/R/eel.

Strumenti a tutela del credito dei distributori: oneri generali di sistema e oneri di rete

Sin dal 2016 ARERA, a seguito degli insoluti contabilizzati da alcune società di vendita e del contenzioso che ha interessato il Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica (i.e. CTTE) sul tema delle garanzie finanziarie da presentare a copertura degli Oneri Generali di Sistema (OGS), ha intrapreso numerose iniziative volte a rafforzare la tutela del credito dei distributori, in particolare, introducendo meccanismi per il reintegro dei crediti non altrimenti recuperabili relativi agli OGS (cfr. Delibera 50/2018/R/eel) e agli Oneri di Rete (OdR, cfr. Delibera 461/2020/R/eel).

Successivamente l'Autorità, anche al fine di migliorare l'efficienza di tali meccanismi e di passare da meccanismi straordinari ad un meccanismo ordinario, con la Delibera 119/2020/R/eel ha istituito un meccanismo unico finalizzato a garantire il reintegro dei crediti non altrimenti recuperabili relativi sia agli OGS che agli OdR. Tale meccanismo prevede la possibilità di presentare istanza di partecipazione su base annuale,

17 Come modificata dalla Delibera 395/2020/R/eel che ha spostato di 1 anno, ovvero al 1° gennaio 2022, l'entrata in vigore delle disposizioni previste dalla Delibera 568/2019/R/eel alla luce dell'emergenza da COVID -19. Tale data è stata ulteriormente posticipata al 31 dicembre 2022 per effetto della Delibera 282/2022/R/eel.

18 Tale attività è stata svolta nell'ambito del DCO 515/2021/R/eel e del Gruppo di lavoro Standard misure elettriche funzionale allo scambio dei dati di fatturazione dell'energia reattiva, il cui esito è stato pubblicato il 28 gennaio 2022.

contiene criteri di ammissibilità dei crediti del tutto simili a quelli previsti dai meccanismi previgenti, specificando tuttavia l'ammissibilità anche dei crediti relativi a contratti di trasporto non risolti a causa delle disposizioni normative applicabili nei casi di crisi d'impresa. Inoltre, con specifico riferimento agli OdR, è prevista una franchigia (pari al 10%) ed una soglia minima (0,25% dei ricavi ammessi relativi alla distribuzione e misura dell'energia elettrica) agli importi di cui richiedere annualmente il reintegro.

Infine, le Delibere 261/2020/R/eel e s.m.i. e 490/2020/R/eel e s.m.i. hanno apportato integrazioni urgenti al CTTE in tema di prestazione delle garanzie e gestione degli inadempimenti, allo scopo di rafforzare la tutela dei distributori. In particolare, sono state introdotte disposizioni limitative alla forma del rating creditizio e delle fideiussioni assicurative accettabili.

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

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

I distributori possono assolvere all'obbligo realizzando direttamente progetti di efficienza energetica che diano diritto al rilascio di CB oppure acquistando i titoli sul mercato da altri soggetti che li generano (tipicamente dalle Energy Service Company – ESCO). L'Autorità definisce le modalità di determinazione e di erogazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori ed il gettito viene raccolto tramite corrispettivi applicati alle bollette elettriche e del gas.

La seguente tabella riporta i target di risparmio energetico definiti dal DM MiSE 21 maggio 2021.

	Target per i distributori di energia elettrica ⁽¹⁾	Target per i distributori di gas ⁽¹⁾	Target minimo ⁽²⁾	Periodo per compensare la quota d'obbligo residua ⁽²⁾		
					Milioni di CB	Milioni di CB
Decreto Ministeriale 11 Gennaio 2017	2020	3,17	3,92	60%	2	
	2020	1,27	1,57	60%	2	
	2021	0,45	0,55	60%	2	
	2022	0,75	0,93	60%	2	
	2023	1,05	1,3	60%	2	
	2024	1,08	1,34	60%	2	

(1) Soggetti obbligati: distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali.

(2) Target minimo e periodo di compensazione: il soggetto obbligato che consegna una quota d'obbligo inferiore al 100% ma comunque pari ad almeno il target minimo fissato dal DM (60%) può compensare la quota residua nel biennio (n+2) successivo senza sanzioni.

Il DM 21 maggio 2021 ha modificato il DM MiSE 11 gennaio 2017 (come aggiornato dal DM 10 maggio 2018), prevedendo:

- una riduzione significativa degli obblighi 2020, il posticipo al 16 luglio 2021 della scadenza dell'anno d'obbligo 2020 e la definizione degli obblighi per il periodo regolatorio 2021-2024;
- la fissazione di un cap al contributo tariffario definito da ARERA tenuto conto dell'andamento dei prezzi dei CB sul mercato e di quelli registrati negli scambi bilaterali;
- l'emissione di CB allo "scoperto" da parte del GSE ai distributori che ne fanno richiesta, ad un valore pari alla differenza tra 260 €/CB e il valore del contributo tariffario relativo all'anno d'obbligo, fino ad una differenza massima di 15 €/CB e fissando un floor pari a 10 €/CB.

I soggetti obbligati possono fare richiesta dei CB "allo scoperto" fino al raggiungimento dell'obbligo minimo e a copertura delle quote residue d'obbligo in scadenza, a condizione di essere già in possesso sul proprio "conto proprietà" di un ammontare di CB pari ad almeno il 20% dell'obbligo minimo. Per l'annullamento di tali CB non verrà riconosciuto il contributo tariffario. I distributori possono in seguito riscattare tutta o parte della somma corrisposta per l'acquisto dei CB dal GSE a fronte della consegna di CB generati da progetti o comprati sul mercato. Il riscatto avviene a decorrere dai primi CB ed è possibile

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

solo nel caso in cui il soggetto obbligato detenga un numero di CB eccedente l'obbligo minimo relativo all'anno d'obbligo in corso ed entro i due anni successivi alla scadenza dell'obbligo. Non è, invece, possibile effettuare il riscatto nello stesso anno d'obbligo in cui i CB sono stati emessi.

Ai CB annullati in sostituzione di quelli del GSE è corrisposto il contributo tariffario dell'anno in corso e la restituzione della somma corrisposta al GSE è effettuata tramite conguaglio sul contributo tariffario.

Il nuovo DM introduce anche un sistema di incentivazione dei risparmi mediante procedure d'aste al ribasso, che si sarebbero dovute definire con DM MiTE entro il 31 dicembre 2021.

L'anno d'obbligo 2021 si è concluso il 31 maggio 2022. Dopo anni in cui la scarsità di TEE ha condizionato gli esiti dei mercati spingendo le quotazioni al rialzo, la riduzione degli obblighi introdotta con il DM 21 maggio 2021 ha riequilibrato domanda ed offerta.

La tabella riporta gli obblighi delle società del Gruppo A2A per l'anno 2021, tutti ottemperati alla fine di maggio 2022 mentre i target per l'anno d'obbligo 2022 (1° giugno 2022 - 31 maggio 2023) non sono ancora stati comunicati da ARERA.

Soggetto obbligato	Obbligo TEE 2021
Unareti S.p.A.	46.979
Lereti S.p.A.	10.449
LD Reti S.r.l.	12.411
RetiPiù S.r.l.	6.205
Totale	76.044

La Delibera 292/2022/R/efr ha fissato il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2021: il contributo tariffario unitario è pari a 250 €/TEE mentre il corrispettivo addizionale unitario è pari a 3,44 €/TEE, per un totale dunque di 253,44 €/TEE.

Come previsto dal DM 21 maggio 2021 il Decreto Direttoriale MiTE 3 maggio 2022 ha adottato le nuove linee guida per gli interventi che accedono al meccanismo dei CB. In sintesi, è ampliata la platea di interventi che potranno beneficiare dei TEE, prevedendo inoltre nuove schede per progetti a consuntivo (tra le quali è presente una scheda dedicata all'allacciamento di nuove utenze a sistemi di teleriscaldamento efficienti¹⁹) e vengono chiariti alcuni dubbi interpretativi su alcune tipologie di intervento (tra cui l'installazione di turboespansori sulle reti di trasporto e distribuzione del gas).

Infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica

È in fase di revisione da parte del Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili il PNIRE (Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad energia Elettrica) che definisce le linee guida per lo sviluppo delle Infrastrutture di Ricarica (IdR) dei veicoli elettrici sul territorio nazionale. Data la loro crescente diffusione (il PNIEC stima 6 milioni di veicoli al 2030) e il conseguente incremento delle IdR non solo aumenterà l'energia richiesta ma, attraverso le IdR, i veicoli elettrici potranno fornire servizi alle reti considerando che le batterie hanno la capacità di erogare velocemente sia in immissione che in assorbimento.

Con riferimento alla ricarica in ambito privato, la Delibera 541/2020/R/eel ha previsto la possibilità per gli utenti domestici (o altri usi BT) con potenza contrattualmente impegnata tra i 2 kW e 4,5 kW, connessi ad un sistema di ricarica per veicoli elettrici, di prelevare fino a 6 kW nelle ore notturne, di domenica e in tutti i giorni festivi, senza corrispettivi aggiuntivi legati all'aumento di potenza. Tale sperimentazione è stata concessa per il periodo 1° luglio 2021 – 31 dicembre 2023.

Nel mese di aprile 2021 l'Autorità ha pubblicato un chiarimento in cui disciplina la possibilità che, in una stessa unità immobiliare, vengano installati POD destinati alla ricarica dei veicoli intestati a soggetti terzi – quali i CPO, Charging Point Operators – rispetto all'intestatario del POD principale. Viene, dunque, consentita agli operatori la possibilità di intercettare più clienti finali attraverso un singolo POD,

¹⁹ In data 1° luglio A2A Calore & Servizi ha presentato ricorso al TAR Lazio per l'annullamento del Decreto Direttoriale 3 maggio 2022, contestando l'illegittima esclusione del calore cogenerato dalla formula che calcola il risparmio energetico ai fini del rilascio dei CB e ritenendo che, in tal modo, sia stata depotenziata la previsione del DM 21 maggio 2021 che vorrebbe incentivare l'allaccio di nuove utenze a reti TLR. Per la società, infatti, il calore cogenerato rappresenta la componente prevalente rispetto alle altre tipologie di produzione del calore.

sfruttando i risparmi da ciò derivanti (ripartizioni componenti fisse, sinergie sulla potenza massima e sui costi di connessione).

Con l'approvazione del D.Lgs. n. 199/2021 sono previste alcune novità per quanto concerne l'installazione di IdR accessibili al pubblico. In particolare:

- sono stati introdotti alcuni interventi volti a semplificare l'iter autorizzativo;
- è stata introdotta la possibilità per i Comuni di prevedere l'installazione di almeno 1 punto di ricarica ogni 6 veicoli elettrici immatricolati;
- è stata modificata la previsione del DL 16 luglio 2020 (c.d. "DL Semplificazioni") relativa alla definizione di tariffe ad hoc per la ricarica elettrica da parte di ARERA la quale, entro sei mesi dall'entrata in vigore del suddetto D.Lgs., avrebbe dovuto definire misure tariffarie applicabili alle IdR accessibili al pubblico al fine di favorire la diffusione di veicoli elettrici. Tali misure dovrebbero prevedere anche uno sconto sulle componenti a copertura degli oneri generali di sistema, a condizione che risultino compatibili con la disciplina comunitaria sugli aiuti di stato, siano di carattere transitorio e che l'intero beneficio tariffario venga trasferito al cliente finale.

Il DM MiTE 25 agosto 2021 recante *"Erogazione di contributi per l'installazione di infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici effettuata da persone fisiche nell'esercizio di attività di impresa, arti e professioni, nonché da soggetti passivi dell'imposta sul reddito delle società (IRES)"* disciplina la concessione e l'erogazione di contributi in conto capitale finalizzati a sostenere l'acquisto e l'installazione di IdR effettuati da imprese e professionisti (i.e. importo pari a 90 milioni di euro).

La Delibera n. 174/2021 dell'Autorità di Regolazione dei Trasporti (ART) ha posto in consultazione gli orientamenti relativi alle procedure di gara/bando tipo per l'assegnazione, tra gli altri, dei servizi di distribuzione di gas naturale compresso e gas naturale liquefatto, nonché di ricarica per i veicoli elettrici, cui sono tenuti i concessionari autostradali sia per le nuove concessioni che per le esistenti. La Delibera n. 53/2022 di ART ha avviato una seconda consultazione, accogliendo alcune delle osservazioni del Gruppo evidenziate anche nel corso dell'audizione tenutasi il 1° febbraio 2022. La conclusione del procedimento è stata posticipata al 28 ottobre 2022. Parallelamente ART ha avviato, con Delibera 59/2022, un procedimento volto a definire il contenuto minimo dei diritti che gli utenti possono esigere nei confronti dei concessionari autostradali e dei gestori delle aree di servizio delle reti autostradali: anche in questo caso, A2A E-Mobility S.r.l. ha partecipato all'indagine conoscitiva fornendo il proprio contributo relativamente alla parte dedicata alle IdR.

A maggio 2022 il MiTE ha messo in consultazione lo schema di DM relativo allo stanziamento dei fondi PNRR per lo sviluppo delle IdR al fine di allocare i 741 milioni di euro destinati allo sviluppo di colonnine ultra fast nelle aree extra-urbane (250 kW, 7.500 IdR) e fast nelle aree urbane (100 kW, 13.755 IdR). Le risorse verranno assegnate tramite procedure competitive (una all'anno nel periodo 2022-2024), con il primo bando che si aprirà presumibilmente a dicembre 2022. Sarà, inoltre, previsto un contingente separato per l'allocazione delle risorse rimanenti (circa 20 milioni di euro) che saranno destinate alla realizzazione di infrastrutture di ricarica con elevato carattere di innovazione (in primis l'utilizzo di sistemi di accumulo).

Attività di ARERA nella regolazione e controllo del Servizio Idrico Integrato (SII)

Approvazione del Metodo Tariffario Idrico per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 (MTI-3)

La Delibera 580/2019/R/idr ha approvato il Metodo Tariffario Idrico (MTI-3) per il terzo periodo regolatorio (2020-2023), definendo le regole per il computo dei costi ammessi al riconoscimento nonché i limiti agli incrementi tariffari applicabili (ridotti rispetto ai livelli massimi previsti nel precedente periodo regolatorio). La successiva Delibera 639/2021/R/idr ha definito le regole per l'aggiornamento biennale infraperiodo 2022-2023: in particolare la componente a copertura del costo degli oneri finanziari e fiscali scende al 4,8% (vs il 5,4% precedentemente in vigore).

La Delibera 229/2022/R/idr ha rivisto taluni criteri per l'aggiornamento 2022-2023 in ottemperanza ad alcune ordinanze del TAR Lombardia afferenti al riconoscimento dei costi dell'energia elettrica. Il metodo tariffario prevede il riconoscimento nell'anno "n" dei costi sostenuti per l'acquisto dell'energia elettrica nell'anno "n-2": non si tratta di un mero più di lista ma la verifica avviene rispetto ad un cap calcolato da ARERA tenuto conto di un costo medio di settore dell'energia elettrica. Tale cap è pari a 0,1543 €/kWh per il 2020 (tariffe 2022) e a 0,1618 €/kWh per il 2021 (tariffe 2023).

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

I principali impatti legati alla straordinaria entità dei costi energetici per i gestori del Gruppo A2A sono i seguenti:

- A2A Ciclo idrico S.p.A. ha richiesto con apposita istanza il riconoscimento in tariffa della componente Op_{EE}^{exp} per un valore di 4,5 milioni di euro per entrambe le annualità 2022-2023;
- Lereti S.p.A. per l'annualità 2021 (tariffe 2023) ha richiesto con apposita istanza il riconoscimento della componente *costi per variazioni sistemiche per il verificarsi di eventi eccezionali nel rispetto del principio del full cost recovery* e del mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario. Le quantificazioni per entrambi gli ambiti gestiti sono le seguenti: ATO Varese 0,81 milioni di euro e ATO Como 0,42 milioni di euro.

Resta confermato quanto già introdotto dalla Delibera 580/2019/R/idr, che aveva previsto:

- la modifica del riconoscimento degli oneri finanziari sui Lavori in Corso (LIC): esclusi dal riconoscimento in tariffa i LIC con saldi che risultino invariati da più di 4 anni ed applicazione ai LIC di un tasso più basso rispetto alle immobilizzazioni entrate in esercizio e decrescente nel tempo;
- la redazione, in aggiunta al Piano degli Interventi, di un Piano per le Opere Strategiche (POS) 2020-2027 contenente la previsione degli interventi infrastrutturali dedicati ad opere complesse con vita utile maggiore/uguale a 20 anni prioritarie per la qualità del servizio. I LIC delle opere contenute nel POS beneficiano di un riconoscimento tariffario completo (e non decrescente);
- la modifica delle vite utili regolatorie per i cespiti entrati in esercizio dal 2020, suddividendo i cespiti tra acquedotto, fognatura, depurazione ed attività comuni ed associandoli al relativo macroindicatore della qualità tecnica e commerciale;
- l'introduzione di un incentivo per le misure messe in atto dal gestore tese a rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi e a favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura;
- lo scorporo, nel calcolo dei conguagli delle "altre attività idriche", delle attività legate ad obiettivi di sostenibilità energetica ed ambientale, per le quali è riconosciuto al gestore uno sharing pari al 75% della differenza tra i ricavi e i costi sostenuti. I benefici di questo "incentivo" troveranno applicazione nelle tariffe 2022 (a+2);
- l'applicazione ai LIC ordinari, per gli anni 2020 e 2021, del tasso riconosciuto alle immobilizzazioni riferite alle opere strategiche.

In attesa delle approvazioni tariffarie 2022-2023:

- A2A Ciclo idrico S.p.A. e Azienda Servizi Valtrompia S.p.A., in accordo con l'Ente di Governo dell'Ambito (EGA) della provincia di Brescia, stanno applicando per il 2022 le medesime tariffe approvate per il 2021;
- Lereti S.p.A., in accordo con i due EGA competenti, sta applicando per il 2022 i seguenti incrementi tariffari approvati con la precedente predisposizione tariffaria:
 - Ambito di Varese: + 8,45%;
 - Ambito di Como: + 8,45%.

milioni di euro	Vincolo Ricavi Gestore (VRG)* 2022	RAB 2020 (residua netta)* sottesa alle tariffe 2022
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	90,2	322,2
ASVT S.p.A.	9,1	22,1
Lereti S.p.A. - COMO	17,8	46,2
Lereti S.p.A. - VARESE	28,9	41,5

* Valori di VRG e RAB provvisori in attesa delle approvazioni tariffarie 2022-2023 da parte degli EGA.

Infine, con riferimento al gestore Lereti S.p.A. la Delibera 52 del CdA dell'EGA di Como del 21 dicembre 2021 ha riconosciuto alla società un importo pari a 15,3 milioni di euro a titolo di partite pregresse relative al periodo 2010-2011 a copertura del mancato riconoscimento tariffario, protratto nel tempo, di parte delle infrastrutture realizzate dalla società ante 2012, non accogliendo tuttavia la medesima istanza di riconoscimento presentata per il periodo 2001-2009. Con successiva Delibera del 5 luglio scorso, il CdA dell'EGA ha adottato le Linee Guida contenti le modalità di fatturazione delle partite pregresse che verranno addebitate in 5 anni, a decorrere dal 2022, al fine di graduarne l'impatto sull'utenza (da concludersi entro il 2026, data di scadenza della concessione del servizio con il Comune di Como).

Ricorsi verso le approvazioni delle proposte tariffarie 2020-2023

A2A Ciclo Idrico S.p.A. ha presentato ricorso al TAR di Brescia per l'annullamento della predisposizione tariffaria MTI-3 approvata dal Consiglio Provinciale, contestando il perimetro dei costi (di capitale e operativi) riconosciuti in quanto non sarebbe stata inclusa la totalità dei comuni gestiti dalla società.

Lereti S.p.A., relativamente all'ambito di Como, ha presentato ricorso al TAR in data 23 marzo 2021 a causa della mancata conclusione dell'istruttoria in merito alle partite pregresse. Analoga impugnativa è stata predisposta verso la Delibera 52 del CdA dell'EGA del 21 dicembre 2021 al fine di ottenere il pieno riconoscimento di tutti gli importi spettanti a titolo di partite pregresse anche relativamente al periodo 2001-2009. E' in procinto di essere impugnata anche la successiva Delibera che ha approvato le Linee Guida per la fatturazione.

Avvio del processo di cessione delle gestioni aggregate e scadute di A2A Ciclo Idrico S.p.A. e di ASVT S.p.A. ad Acque Bresciane S.r.l.

Facendo seguito alla richiesta dell'EGA di Brescia in ordine al processo di cessione delle gestioni aggregate e scadute ad Acque Bresciane S.r.l., in conformità con l'iter di subentro stabilito dall'Autorità, A2A Ciclo Idrico S.p.A. e ASVT S.p.A., nel corso del primo semestre 2022, hanno provveduto a trasmettere la proposta di quantificazione del valore residuo (VR) all'EGA per l'attività di validazione di competenza e successiva trasmissione ad ARERA.

La Delibera 656/2015/R/idr - Allegato A definisce la procedura di subentro e, ai sensi dell'art.12.1, esplicita che tale disciplina si applica ai soli gestori del SII salvaguardati che abbiano esercitato il servizio "in base ad un affidamento in conformità dell'art. 172, comma 2, del D.Lgs. 152/06" mentre la Delibera 580/2019/R/idr indica i criteri della quantificazione del VR.

La procedura di subentro si articola nelle seguenti fasi:

- almeno 18 mesi prima della scadenza della concessione, l'EGA avvia le procedure di subentro e verifica la piena rispondenza tra i beni strumentali e loro pertinenze;
- entro 60 gg dall'avvio della procedura dell'EGA, il gestore fa una proposta di quantificazione del VR;
- entro 60 gg dal ricevimento della proposta del gestore, l'EGA delibera il valore definitivo del VR;
- entro 60 gg dal ricevimento della proposta di EGA, ARERA approva il VR;
- prima di 90 gg dalla data di subentro, il gestore entrante corrisponde il VR all'uscente e, a valle del pagamento, avviene il trasferimento dei beni.

In data 17 giugno l'EGA ha trasmesso all'ARERA le relazioni per le determinazioni dei VR quantificati al 31 dicembre 2021 delle gestioni aggregate e scadute di A2A Ciclo Idrico S.p.A. e di ASVT S.p.A., rispettivamente, con le Delibere n. 16/2022 del 10 giugno 2022 e n. 17/2022 del 10 giugno 2022.

SOCIETA'	N. COMUNI	VR (milioni di euro)
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	21 - Gestioni Aggregate* 7 - Gestioni Scadute**	63,7
ASVT S.p.A.	15 - Gestioni Scadute**	42,2

* L'EGA con Delibera n.4 del 21 dicembre 2007 aveva approvato le linee d'indirizzo che consentivano ai Comuni con gestioni in economia di aggregare il SII al gestore operante nel subambito di riferimento ovvero A2A Ciclo Idrico S.p.A..

** Concessioni scadute anche oltre il 31 dicembre 2021.

Si specifica che, a seguito dell'invio delle proposte di quantificazione del VR ad ARERA, le società sono oggi in attesa dell'approvazione definitiva da parte dell'Autorità, a seguito della quale, previo pagamento da parte del gestore entrante, gli uscenti provvederanno a trasferirgli i beni. Sarà, altresì, valutato, secondo i disposti di ARERA, il compenso relativo alle componenti economiche e patrimoniali per il periodo di gestione 2022 spettante al soggetto cessante intervenuto fino alla data di subentro gestionale.

Integrazione della disciplina in materia di misura del SII (TIMSII)

La Delibera 609/2021/R/idr ha aggiornato la regolazione della misura del SII (TIMSII) prevedendo l'introduzione di obblighi di tutela per le utenze interessate da problematiche di perdite occulte (anche tenuto conto del potenziale contributo che potrebbe derivare dall'impiego di nuovi strumenti di misura dotati di dispositivi di water smart metering), il rafforzamento delle previsioni in materia di raccolta dei dati di misura e di telelettura, nonché la promozione di misure atte a consentire ai titolari di unità abitative (cd "utenti indiretti" sottesi ad utenze condominali) di disporre di dati di consumo e di informazioni individuali. In particolare, il provvedimento ha stabilito:

- dal 1° gennaio 2022: l'introduzione di indicatori di "Efficacia del servizio di misura", integrando l'indicatore M1 della Delibera 917/2017/R/idr (RQTI) e relativo obbligo di monitoraggio e comunicazione all'Autorità;
- dal 1° gennaio 2023: l'introduzione di "standard specifici" di rafforzamento delle tutele dell'utenza per quanto riguarda il servizio di misura;
- dal 1° gennaio 2022: la definizione delle "perdite occulte" come le perdite idriche occorse a valle del misuratore sugli impianti di responsabilità dell'utente. Si tratta di perdite non affioranti e non rintrac-

ciabili con le operazioni di normale diligenza richiesta all'utente per il controllo dei beni di proprietà e per tali fattispecie sono introdotte a livello nazionale tutele minime per gli utenti;

- entro il 30 giugno 2022: al fine di aumentare la consapevolezza dei consumi in caso di utenze raggruppate (condominiali), i Gestori hanno l'obbligo di:
 - comunicare agli utenti indiretti almeno una volta all'anno, informazioni circa le modalità di contatto del proprio Gestore ed all'articolazione tariffaria approvata (con indicazione delle modalità per comunicare la numerosità del proprio nucleo familiare);
 - mettere a disposizione dell'utenza condominiale o dell'amministratore di condominio uno strumento di calcolo per la ripartizione dell'unica bolletta condominiale sulla base delle unità immobiliari e del loro consumo (effettivo o stimato);
 - richiedere formalmente all'amministratore di condominio o al referente dell'utenza raggruppata l'effettiva numerosità dei componenti il nucleo familiare (esclusivamente nei casi in cui il Gestore non sia riuscito ad ottenere l'informazione neanche a seguito di richiesta formale, la tariffa domestica residenziale dovrà essere calcolata sulla base del criterio pro capite standard);
- entro il 31 dicembre 2023: il Gestore è tenuto ad attribuire un codice identificativo unico e geolocalizzato per ogni utenza contrattualizzata.

Revisione dell'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali (TICSI)

Allo scopo di armonizzare l'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali sul territorio nazionale, la Delibera ARERA 665/2017/R/ldr ha approvato il Testo Integrato dei Corrispettivi del Servizio Idrico (TICSI) in vigore dal 1º gennaio 2018.

Il TICSI introduce il concetto di "tariffa pro-capite standard" e prevede:

- la distinzione tra utenti domestici residenti e non residenti, condominiali e non domestici;
- l'applicazione agli utenti domestici residenti di una tariffa pro-capite standard per un periodo transitorio (2018-2021) e, comunque, fino alla disponibilità delle informazioni, definita su una famiglia tipo di 3 componenti (con il primo scaglione agevolato pari a 55 mc/anno) e di una tariffa pro-capite effettiva (scaglione agevolato: almeno 18,25 mc/anno per componente) solo nel caso di autodeclarazione in merito al numero dei componenti il nucleo familiare;
- l'articolazione tariffaria a regime dal 2022 con l'applicazione della tariffa pro-capite effettiva a tutti gli utenti domestici residenti;
- la razionalizzazione delle tipologie tariffarie per gli usi diversi dal domestico;
- l'applicazione di una tariffa trinomia (quota fissa, quota capacità e quota variabile) uniforme a livello nazionale per gli utenti industriali relativa agli scarichi dei reflui autorizzati allo scarico in pubblica fognatura. Tale tariffa ha lo scopo di intercettare con la quota variabile la qualità in termini di inquinamento dello scarico, con la quota capacità l'allocatione corretta dei costi di utilizzo della capacità depurativa dell'impianto destinato a ricevere gli scarichi e con la quota fissa la copertura dei costi amministrativi e di misura;
- la valutazione degli effetti della nuova articolazione tariffaria sui ricavi del Gestore, prevedendo verifiche ex ante ed ex post.

Applicazione del meccanismo incentivante della qualità tecnica (RQTI): risultati finali 2018-2019

La Delibera 183/2022/R/ldr approva i risultati relativi alla prima applicazione del meccanismo incentivante dei premi e penalità relativi alla qualità tecnica del SII (RQTI) per le annualità 2018-2019. Il sistema, avviato nel 2018 da ARERA, ha permesso di codificare i risultati raggiunti in questi anni da 203 gestori che complessivamente coprono l'84% della popolazione nazionale. Analizzando i dati l'Autorità ha potuto assegnare un premio a chi ha raggiunto, mantenuto e migliorato gli obiettivi prefissati ed una penalità negli altri casi.

L'ammontare di risorse dedicate alle premialità è stabilito dalla raccolta in bolletta della componente UI2 (destinata alla promozione della qualità dei servizi acquedotto, fognatura e depurazione) che per il 2018 ammonta complessivamente a circa 63,2 milioni di euro e per il 2019 a circa 72,16 milioni di euro. Le penalità sono state pari a 3,9 milioni di euro per il 2018 e a 5,9 milioni di euro per il 2019.

Per quanto attiene alle modalità applicative:

- le premialità saranno erogate dalla CSEA (e sono già state incassate);
- le penalità, comminate in caso di mancato miglioramento o di mancato raggiungimento degli obiettivi, determinano degli importi che dovranno essere accantonati ed utilizzati per il conseguimento degli obiettivi stabiliti, secondo quanto previsto al comma 29.1 della RQTI.

Nella tabella i risultati delle società del Gruppo A2A:

migliaia di euro	PREMI (2018-2019)	PENALITA' (2018-2019)
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	357	428
ASVT S.p.A.	1.367	43
Lereti S.p.A. - COMO	n.a. *	n.a. *
Lereti S.p.A. - VARESE	413	2

* ARERA ha escluso dal meccanismo incentivante Lereti S.p.A. nell'ATO Como a causa del ritardo nell'invio dei dati di qualità tecnica dell'anno base (2016-2017), da effettuarsi ai sensi della Delibera 918/2017/R/idr, all'interno dell'aggiornamento infra-periodo della predisposizione tariffaria 2018/2019.

**Business Unit
Generazione
e Trading**

**Business Unit
Mercato**

**Business Unit
Ambiente**

**Business Unit
Smart
Infrastructures**

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

L'art. 1, comma 516, della Legge 205/2017 dispone che, ai fini della programmazione e realizzazione degli interventi necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e per promuovere il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche, con apposito DPCM sia adottato il "Piano nazionale di interventi nel settore idrico", articolato in due sezioni: sezione «acquedotti» e sezione «invasi». Gli interventi del Piano nazionale, segnalati dagli EGA all'ARERA, sono finanziati con risorse pubbliche.

Il successivo DPCM 1° agosto 2019 recante "Adozione del primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico - sezione acquedotti" approva 26 interventi per un importo complessivo di 80 milioni di euro per le due annualità 2019 e 2020: tra gli interventi è incluso anche quello relativo al Comune di Calvisano (BS) gestito da A2A Ciclo Idrico S.p.A. per la realizzazione della rete di acquedotto, fognatura e depurazione.

ARERA ha provveduto a redigere un primo elenco degli interventi necessari ed urgenti all'interno dei quali l'intervento di Calvisano ha beneficiato fino ad oggi di contributi pari a 5,3 milioni di euro.

La Delibera 284/2020/R/idr ha avviato il procedimento per l'individuazione del secondo elenco degli interventi necessari ed urgenti ai fini dell'aggiornamento della sezione «acquedotti» del Piano nazionale. L'Autorità intende definire un'unica pianificazione (presentata dai rispettivi EGA e Regioni) basata su un programma pluriennale per il periodo 2021-2028, cui destinare la totalità delle risorse residue previste dall'articolo 1, comma 155, della Legge 145/2018. Nell'ambito di tale procedimento il Gruppo ACSM-A-GAM ha presentato nel corso del 2021 alcuni progetti strategici che devono essere ancora validati da Regione Lombardia.

In considerazione del perdurare dell'emergenza sanitaria la Delibera 58/2021/R/idr introduce misure di semplificazione al fine di garantire una tempestiva erogazione delle risorse per la progettazione e la realizzazione degli interventi contenuti nell'Allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019. Con riferimento a Calvisano, la Delibera 582/2021/R/idr ha autorizzato la CSEA ad erogare una quota di finanziamento pari a 1,17 milioni di euro (finanziamento rimanente pari a circa 1,1 milioni di euro).

Segnalazione ARERA 331/2021/I/idr sulle criticità dei servizi idrici in alcune regioni del Mezzogiorno

Con la Delibera 331/2021/I/idr, in considerazione dello stato di criticità del SII in alcune regioni del Mezzogiorno, l'Autorità ha segnalato a Governo e Parlamento l'utilità di interventi normativi di modifica delle vigenti previsioni legislative per accelerare l'affidamento delle gestioni. In alcune zone del Paese permangono, infatti, rilevanti criticità che confermano il persistere del water service divide proprio dove è maggiore il deficit infrastrutturale (aree in cui gli EGA non sono nemmeno costituiti o se costituiti non risultano operativi, aree con la presenza di piccole gestioni comunali in economia o di gestori in house a cui è stato affidato il servizio ma che mostrano difficoltà di pianificazione e operatività nella realizzazione delle infrastrutture). La presenza di EGA pienamente operativi nonché il completamento delle procedure di affidamento del servizio ad un gestore integrato sono, inoltre, condizioni necessarie per l'allocazione delle risorse del PNRR.

ARERA suggeriva, pertanto, un intervento del legislatore volto a fissare un termine perentorio per la conclusione dei processi di affidamento e, una volta decorsi i termini, procedere all'affidamento, per un periodo di 4 anni, comunque rinnovabile, ad un soggetto societario a controllo pubblico che, sulla base della disciplina dei contratti pubblici, possa far ricorso a soggetti dotati di adeguate capacità industriali e finanziarie per la fornitura del servizio.

La Segnalazione ha avuto un seguito con la proposta di un emendamento, successivamente stralciato, al testo del DdL Concorrenza 2021.

Nel frattempo, anche AGCM è tornata sul punto, segnalando a Governo e Parlamento l'opportunità di un intervento di analogo contenuto nell'ambito delle proprie proposte di riforma concorrenziale ai fini della redazione della Legge annuale per il mercato e la concorrenza anno 2022.

Attività di ARERA nella regolazione e controllo del settore del teleriscaldamento/ teleraffrescamento (o telecalore)

Il D.Lgs. n. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica ha attribuito agli articoli 9, 10 e 16 specifici poteri di regolazione e controllo all'Autorità anche nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento seppure solo su aspetti specifici non trattandosi di una vera e propria regolazione tariffaria. Le attribuzioni riguardano, infatti, la predisposizione di provvedimenti su allacciamento e disconnessione dalle reti, diritto di recesso, qualità commerciale e tecnica del servizio, modalità con cui i gestori rendono pubblici i prezzi della fornitura del calore.

All'Autorità è affidato anche il compito di dare attuazione alle disposizioni in tema di misura, fatturazione, accesso ai dati di consumo allo scopo di accrescere la consapevolezza del cliente e modificarne i comportamenti di consumo.

La Delibera 548/2019/R/tlr ha definito, per il periodo 1° gennaio 2021 - 31 dicembre 2023 la regolazione della qualità tecnica (RQTT) con riferimento alla sicurezza e alla continuità del servizio, introducendo obblighi sul pronto intervento, sulla gestione delle interruzioni (con uno specifico standard generale di qualità) e delle dispersioni nonché obblighi di registrazione delle informazioni relative alla sicurezza e alla qualità per le comunicazioni all'Autorità. Lo scopo è quello di garantire un maggior grado di tutela degli utenti e favorire la diffusione del servizio attraverso un progressivo incremento delle performance del settore con la definizione di standard minimi a livello nazionale.

La Delibera 478/2020/R/tlr ha definito per il periodo 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2024 la regolazione della misura (TIMT), introducendo obblighi di servizio e standard di qualità in materia di misura dell'energia fornita agli utenti con la definizione di frequenze minime di lettura, obblighi di comunicazione delle rilevazioni da parte dei Gestori, l'introduzione dell'obbligo di autolettura, la definizione delle modalità di calcolo per la stima e la ricostruzione dei consumi e le regole per l'archiviazione dei dati, rimandando a successivo provvedimento la definizione dei requisiti minimi dei misuratori²⁰.

La Delibera 537/2020/R/tlr ha esteso, a far data dal 1° luglio 2021, anche al settore del teleriscaldamento il sistema di tutele per la trattazione dei reclami e per la risoluzione extragiudiziale delle controversie con gli utenti finali già attive negli altri settori regolati. Sono stati introdotti due livelli di tutela: uno base che prevede l'estensione del servizio di contact center dello Sportello per il consumatore Energia e Ambiente anche al teleriscaldamento e un secondo livello che permette agli utenti finali di attivare una procedura di conciliazione dinanzi al Servizio Conciliazione dell'Autorità.

L'Allegato A della Delibera 463/2021/R/tlr ha aggiornato per il periodo 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2025 la regolazione in materia di criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento e modalità per l'esercizio del diritto di recesso (TUAR). L'Autorità, confermando le disposizioni del TUAR vigente, ha razionalizzato ed armonizzato i contenuti dei diversi testi integrati (TITT, RQTT e TIMT) che saranno applicati dal 1° gennaio 2022. L'Allegato B alla medesima Delibera approva il Testo Unico per la classificazione dimensionale degli esercenti il servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo 1° gennaio 2022 – 31 dicembre 2025 (TUD), definendo obblighi differenti per gli esercenti in base alle loro soglie dimensionali che rimangono invariate ma vengono determinate solo mediante la potenza convenzionale. La classificazione dell'utente (rilevante per l'erogazione degli indennizzi o l'esclusione dalla regolazione) invece avverrà esclusivamente sulla potenza contrattuale. Infine, tutte le raccolte dati da inviare ad ARERA riguardanti il rapporto contrattuale con l'utente (tra cui la misura) ed i prezzi vengono accorpate in un'unica scadenza al 30 giugno, mentre la raccolta dati sulla qualità tecnica è traslata al 30 settembre di ciascun anno.

La Delibera 526/2021/R/tlr ha aggiornato per il periodo 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2025 le disposizioni in materia di qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento (RQCT). Al fine di razionalizzare la disciplina è stato disposto il trasferimento nella RQCT delle disposizioni in materia

20 Il DCO 244/2022/R/tlr ha dato seguito a quanto previsto dalla Delibera 478/2020/R/tlr in materia di requisiti minimi dei misuratori. La consultazione propone che le nuove disposizioni entrino in vigore a partire dal 1° gennaio 2023, concedendo comunque un periodo transitorio di 6 mesi al fine di consentire l'installazione di misuratori nella disponibilità degli operatori, anche se non pienamente conformi con i requisiti minimi proposti, al fine di permettere l'ottimizzazione del magazzino ed evitare l'insorgenza di costi non recuperabili.

di preventivo per l'allacciamento, di obblighi informativi all'utente in caso di richiesta di disattivazione o di scollegamento mentre sono state traslate le definizioni di pronto intervento nella RQTT e nel TITT. Sono stati integrati gli elementi minimi da registrare per le prestazioni di preventivazione dei lavori, includendo le date di inizio e fine delle eventuali sospensioni per attività (autorizzazioni o lavori) a cura del richiedente e le date di richiesta e di ottenimento degli atti autorizzativi, anche al fine di ridurre le possibili contestazioni sul rispetto dello standard di qualità. Infine, è stata prevista l'applicazione di uno standard specifico agli "scollegamenti" ed "esecuzione lavori complessi" con relativo indennizzo automatico e meccanismo di escalation.

La Delibera 80/2022/R/tlr avvia un'indagine conoscitiva sull'evoluzione dei prezzi e dei costi del settore. Scopo dell'indagine è acquisire elementi informativi utili per valutare le metodologie di determinazione dei prezzi applicate dagli esercenti (sulla base del criterio del costo evitato ovvero del *cost plus*) e valutare l'opportunità di introdurre una regolazione ex ante delle tariffe nel settore del teleriscaldamento. Le società del Gruppo A2A hanno presentato entro il 31 maggio 2022 una serie di dati afferenti ai prezzi applicati ai clienti e ai costi/ricavi relativi all'attività svolta. L'Autorità ha fissato al 30 settembre 2022 il termine per la chiusura del procedimento.

Si segnala, infine, che a giugno il GSE ha pubblicato le *Procedure per la qualifica di sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti ai sensi del D.Lgs. 199/2021* al fine di definire regole e procedure per qualificare le reti di teleriscaldamento efficienti secondo la definizione di cui al D.Lgs. n. 102/2014 di recepimento della Direttiva UE 2012/27/CE.

Provvedimento sanzionatorio dell'AGCM nei confronti di alcuni operatori attivi nel mercato dei contatori d'acqua (I835)

In data 29 ottobre 2019, l'AGCM ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti delle società G2 S.r.l., Itron Italia S.p.A., Maddalena S.p.A. e WaterTech S.p.A. (successivamente esteso a Sensus Italia S.r.l.) per accertare una presunta intesa restrittiva della concorrenza, posta in essere in occasione di gare pubbliche per la fornitura di contatori d'acqua ai gestori del SII in violazione dell'articolo 2 della Legge 287/90 e dell'articolo 101 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE). In particolare, si è ipotizzata l'esistenza di un'intesa spartitoria tra tali società (che almeno dal 2015 avrebbero limitato il confronto concorrenziale tra le stesse) attraverso la definizione concertata delle modalità partecipative alle procedure ad evidenza pubblica.

Il procedimento si è concluso in data 1° febbraio 2022 con l'accertamento e la sanzione della condotta addebitata alle imprese (intesa orizzontale segreta e per oggetto, unica, complessa e continuata), la quale avrebbe condizionato un numero consistente di gare indette tra il 2011 e il 2019 da vari gestori del SII attivi in Italia, tra cui A2A Ciclo Idrico S.p.A. la quale si è subito attivata per porre in essere le più opportune misure volte a tutelare i propri interessi.

8

Scenario e Mercato

8.1 Quadro macroeconomico

Consuntivo

Nel corso del primo semestre 2022 l'attività economica mondiale ha mostrato segnali di rallentamento a causa della recrudescenza della pandemia causata dalla diffusione delle nuove varianti e, successivamente, dalle crescenti tensioni geopolitiche culminate con l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia. Dopo un breve periodo di distensione ad inizio anno, le ripercussioni economiche del conflitto in Ucraina e le nuove misure di chiusura adottate in Cina rappresentano due fondamentali fattori avversi alla crescita che esercitano pressioni sulle catene mondiali di approvvigionamento. Le disfunzioni di queste ultime e le tensioni sui mercati delle commodities stanno alimentando l'inflazione. I prezzi delle materie prime si confermano volatili e soggetti a rischi dal lato dell'offerta, mentre le condizioni finanziarie si sono inasprite, riflettendo, a livello globale, la normalizzazione della politica monetaria e l'aumento dei rendimenti. Nel complesso, la crescita stimata del PIL mondiale ha notevolmente rallentato nel primo trimestre del 2022, attestandosi allo 0,5%.

Per quanto concerne le economie avanzate, negli Stati Uniti il PIL è diminuito dello 0,4% nel primo trimestre dell'anno ma, anche se inatteso, questo debole risultato ha mostrato una domanda interna relativamente solida con contributi negativi derivanti dalle esportazioni nette e dalla variazione delle scorte. In Cina la crescita del PIL ha mostrato capacità di tenuta nel primo trimestre dell'anno, malgrado si sia verificata la peggiore recrudescenza di casi di Covid-19 dall'inizio della pandemia. Ci si attende, tuttavia che le drastiche restrizioni alla mobilità attuate nell'ambito della strategia zero-Covid si ripercuotano sull'attività nel secondo trimestre del 2022, che dovrebbe attestarsi su valori inferiori al 4,8% registrato nel primo trimestre.

Nel primo trimestre del 2022 l'economia dell'Area Euro è cresciuta dello 0,6% collocandosi pertanto su un livello superiore rispetto al periodo pre-pandemia. Secondo le stime preliminari formulate dagli esperti dell'Eurosistema nel secondo trimestre ci si attende una modesta crescita positiva, con l'impatto favorevole della revoca delle restrizioni connesse alla pandemia, parzialmente controbilanciate da fattori avversi cagionati o amplificati dal conflitto in Ucraina e da nuove misure legate alla pandemia in Cina. Nonostante il consumo di servizi abbia segnato una ripresa, i rincari dei beni energetici e alimentari hanno frenato il clima di fiducia dei consumatori e la spesa delle famiglie.

Per quanto riguarda l'Italia la stima completa dei conti economici trimestrali fa registrare nel primo trimestre del 2022 una crescita del PIL dello 0,1% in termini congiunturali, ovvero rispetto al trimestre precedente, e del 6,2% in termini tendenziali. La ripresa è stata determinata soprattutto dalla domanda interna ed in particolare dagli investimenti a fronte di un contributo negativo della domanda estera.

Secondo la stima preliminare resa nota da Eurostat, l'inflazione nell'Area Euro è salita al +8,6% nel mese di giugno, un livello mai registrato da quando è stata creata l'Unione economica e monetaria, rispetto al +8,1% del mese precedente e al +1,9% del corrispondente mese dell'anno precedente. La componente energetica è stata quella a più elevata crescita (+41,9% a giugno rispetto al +39,1% di maggio). Nella media del primo semestre l'inflazione acquisita è pari al +7,1%.

In Italia, secondo le stime preliminari dell'Istat, nel mese di giugno l'inflazione accelera di nuovo salendo ad un livello pari al +8,0% che non si registrava da gennaio 1986 (quando fu pari a +8,2%). Le tensioni inflazionistiche continuano a propagarsi dai vettori energetici agli altri comparti merceologici nell'ambito sia dei beni che dei servizi. Nella media del primo semestre l'inflazione acquisita è pari al +6,3%.

Il Consiglio direttivo della BCE ha deciso di porre termine agli acquisti netti di attività nell'ambito dell'Asset Purchase Programme (APP) a partire dal 1° luglio 2022. Per quanto riguarda il programma di acquisto per l'emergenza pandemica (PEPP), il Consiglio direttivo intende reinvestire il capitale rimborsato sui titoli in scadenza nel quadro del programma almeno sino alla fine del 2024. In linea con la sequenza delle sue misure di politica monetaria, il Consiglio direttivo intende innalzare i tassi di interesse di riferimento della BCE di 25 punti base in occasione della riunione di politica monetaria di luglio, in incremento rispetto alla soglia dello 0,0% fissata il 10 marzo 2016. Nella riunione tenutasi nel mese di giugno la Federal Reserve ha rialzato l'intervallo obiettivo del tasso sui federal funds dello 0,75% (per la prima volta dal 1994) nel tentativo di fermare la corsa dell'inflazione, collocandolo tra 1,5 e 1,75 per cento.

Il 2022 ha visto la moneta unica indebolirsi progressivamente nei confronti del dollaro, a causa della divergenza di politica monetaria tra Banca Centrale Europea e Federal Reserve, con il tasso di cambio EUR/USD che partendo da valori di 1,13 di gennaio e febbraio si è attestato ad 1,06 dollari nei mesi di maggio e giugno. Nella media del semestre 2022 il tasso di cambio EUR/USD è stato pari a 1,09 dollari, in diminuzione del 9,3% rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente.

Le prospettive

Nelle previsioni diffuse in aprile dal Fondo Monetario Internazionale le prospettive economiche globali sono notevolmente peggiorate rispetto alle previsioni diffuse nel mese di gennaio, in gran parte a causa dell'invasione russa dell'Ucraina, che ha causato una tragica crisi umanitaria nell'Europa orientale, incrementato la pressione sui prezzi delle commodities e dato il via alle sanzioni volte a fare pressione sulla Russia per porre fine alle ostilità. Oltre alla guerra, anche le nuove misure di chiusura di più ampia portata come contrasto alla pandemia adottate in Cina, compresi quelle dei principali centri di produzione, hanno rallentato l'attività e potrebbero causare nuovi colli di bottiglia nelle catene di approvvigionamento globali. Al di là degli immediati impatti umanitari la guerra rallenterà gravemente la ripresa globale aumentando ulteriormente l'inflazione. Si stima una crescita globale del 3,6% nel 2022 e nel 2023, rispettivamente di 0,8 e 0,2 punti percentuali in meno rispetto alle previsioni di gennaio.

L'economia statunitense, dopo il calo dello 0,4% nel primo trimestre dell'anno, è attesa ad un ritorno a tassi di crescita positivi, ancorché moderati, nel breve-medio periodo, in presenza di un'elevata inflazione, di un sostanziale inasprimento della politica monetaria e di un minore impulso fiscale. La Federal Reserve ha previsto che l'economia americana crescerà del +1,7% sia nel 2022 che nel 2023. Per quanto riguarda la Cina, ci si attende che il perdurare delle drastiche restrizioni alla mobilità attuate nell'ambito della strategia zero-Covid ed i connessi cambiamenti nel comportamento dei consumatori possano ripercuotersi sull'attività nel prosieguo d'anno. Per l'anno in corso ci si attende che l'economia russa vada incontro ad una profonda recessione. Queste prospettive riflettono le sanzioni economiche imposte alla Russia, il cui impatto è ulteriormente amplificato dai boicottaggi a più vasto spettro effettuati dal settore privato, che determinano un'interruzione della produzione e della logistica.

I rischi economici per l'Area Euro sono saliti considerevolmente dopo l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia. Nei prossimi trimestri ci si attende che l'elevata incertezza, i costi in aumento e l'inasprimento delle condizioni di finanziamento gravino sugli investimenti. Nondimeno, se si guarda oltre queste più deboli prospettive di crescita di breve termine, vi sono i presupposti affinché nella seconda metà dell'anno l'attività economica nell'Area Euro riacquisti slancio. Questa valutazione trova riscontro nelle proiezioni macroeconomiche formulate dagli esperti dell'Eurosistema per l'Area Euro nel mese di giugno, che prevedono una crescita del PIL al 2,8% nel 2022 e al 2,1% sia per il 2023 sia per il 2024. Tali prospettive, rispetto alle proiezioni di marzo, sono state riviste al ribasso in misura significativa per il 2022 ed il 2023, mentre sono state riviste al rialzo per il 2024.

Per quanto concerne l'Italia, secondo l'ISTAT le prospettive per i prossimi mesi sono caratterizzate da elevati rischi quali gli ulteriori incrementi dei prezzi, la flessione del commercio internazionale e l'aumento dei tassi di interesse. L'economia italiana è attesa in crescita, seppur in rallentamento rispetto al 2021 nonché in confronto alle precedenti previsioni. In media d'anno il PIL dovrebbe aumentare del +2,8% nel 2022 e del +1,9% nel 2023. Il tasso di disoccupazione dovrebbe scendere gradualmente dal 9,3% nella media del 2021 all'8,2% nel 2023.

Le proiezioni macroeconomiche per l'Area Euro elaborate a giugno dagli esperti dell'Eurosistema prevedono che l'inflazione complessiva si manterrà elevata e persistente nel breve periodo, collocandosi in media al +6,8% nel 2022. Ciò riflette gli elevati prezzi del petrolio e del gas, i rincari delle materie prime alimentari e la carenza di offerta a livello mondiale. In un'ottica di più lungo termine ci si attende che gli andamenti eccezionali dei prezzi alimentari ed energetici diminuiscano. Ciò, unitamente alla normalizzazione della politica monetaria, dovrebbe ridurre l'inflazione complessiva al +3,5% nel 2023 e al +2,1% nel 2024.

Revisione al rialzo anche per quanto concerne le prospettive di inflazione in Italia, stimata al +5,8% quest'anno e al +2,6% nel 2023 (fonte: ISTAT).

Per quanto riguarda il livello dei tassi di interesse la Banca Centrale Europea (BCE) e la Federal Reserve (FED) hanno imboccato diversi percorsi di politica monetaria. Dopo l'innalzamento del tasso di riferimento della BCE di 25 punti base previsto in occasione della riunione di politica monetaria di luglio, il Consiglio direttivo prevede di elevare nuovamente i tassi di riferimento a settembre. L'entità di tale rialzo dipenderà dall'aggiornamento delle prospettive di inflazione a medio termine. Su un periodo più esteso, il Consiglio direttivo prevede appropriato un graduale ma stabile percorso di ulteriori aumenti dei tassi di interesse, in linea con l'impegno a conseguire l'obiettivo del 2% di inflazione a medio termine. Per contro la Federal Reserve, dopo aver alzato i tassi di interesse dello 0,75% nella riunione di giugno, prevede tassi di interesse al 3,4% alla fine di quest'anno e al 3,8% nel 2023. Per il 2022 significa un aumento da mezzo punto in ciascuna riunione fino alla fine dell'anno.

Le proiezioni macroeconomiche, formulate dai principali analisti, indicano un tasso di cambio EUR/USD oscillare in un range compreso fra 1,00-1,10 nel biennio 2022-23, in un contesto caratterizzato da aspettative di un ritmo più rapido di inasprimento monetario da parte della Federal Reserve e di un'inflazione galoppante sia in Europa che negli Stati Uniti.

8.2 Andamento del mercato energetico

Energia elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nel periodo da gennaio a maggio 2022 è stato pari a 130.098 GWh (fonte: Terna), in aumento del +2,8% rispetto al medesimo periodo del 2021; in termini destagionalizzati e corretti per calendario e temperatura la variazione è pari a +2,9%. Il suddetto fabbisogno è stato soddisfatto per il 55% da fonti non rinnovabili, per il 32% da fonti rinnovabili e per la restante quota dall'import. Nei primi cinque mesi del 2022 si registra una variazione dell'export in aumento (+30,9%) rispetto allo stesso periodo del 2021.

La produzione netta di energia nei primi cinque mesi del 2022 è stata pari a 113.692 GWh, in aumento del 3,8% rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Nello specifico, per quanto concerne le fonti da produzione rinnovabile, risultano in aumento quella fotovoltaica (+10,5%), quella eolica (+6,7%) e quella geotermica (+0,7%); evidenzia invece un drastico calo la fonte idroelettrica (-39,7%) per la scarsa idraulicità del periodo. In aumento la produzione termoelettrica che evidenzia un +14,1% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente e si attesta a 78.761 GWh. La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'87,4% della richiesta di energia elettrica mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la restante parte. Nei primi cinque mesi del 2022 la produzione energetica da fonti rinnovabili è pari 41,6 TWh, in riduzione del -12,0% rispetto al 2021.

Il valore medio del PUN Base Load nel primo semestre del 2022 evidenzia un incremento del +271,6% rispetto al primo semestre del 2021 portandosi a 248,6 €/MWh. La dinamica risulta guidata prevalentemente da un rialzo significativo dei costi del gas inasprito dal conflitto Russia – Ucraina. Il PUN a gennaio 2022 si attesta a 224,5 €/MWh, per raggiungere il massimo di 308,1 €/MWh a marzo, calare leggermente nei mesi successivi per poi ricrescere nel mese di giugno con un valore pari a 271,3 €/MWh. Quotazioni medie in aumento anche per il prezzo nelle ore di alto carico (PUN Peak Load) con un valore che si attesta a 267,4 €/MWh (+261,6% rispetto al primo semestre 2021). Il prezzo medio nelle ore a basso carico (PUN Off-Peak) si attesta a 238,2 €/MWh con un aumento del 277,9% rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente. Per l'intero anno 2022 le curve forward indicano prezzi di PUN Base Load con valori medi prossimi a 333,0 €/MWh.

Gas Naturale

Nella media del primo semestre 2022 i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 39.132 Mmc, evidenziando una contrazione del -1,6% rispetto al corrispondente periodo del 2021 (fonte: Snam Rete Gas). I consumi del settore termoelettrico sono aumentati del 7,4% rispetto al primo semestre 2021 spinti dalla bassa idraulicità del periodo e si attestano a 12.794 Mmc. Diminuiscono i consumi del settore industriale e civile, rispettivamente del -8,7% e -5,4%, per effetto della crisi innescata dal conflitto in Ucraina il primo e della stagionalità il secondo.

Dal lato offerta la minor domanda nel periodo in esame e l'aumento dei prezzi hanno portato ad un calo delle importazioni a 36.076 Mmc (-1,8%), che hanno rappresentato il 95,9% del fabbisogno nazionale al netto dell'andamento dello stoccaggio. La produzione nazionale, che ha soddisfatto la parte restante, risulta in flessione del -1,8% e si attesta a 1.530 Mmc.

Per quanto concerne le quotazioni non si arresta il trend crescente del prezzo medio del gas al PSV che, dopo aver toccato il massimo storico a marzo con un valore pari a 126,6 €/MWh, ed un ripiegamento nei mesi di aprile e maggio, nel mese di giugno risale a 102,7 €/MWh. Nello specifico, il prezzo medio del gas al PSV per il primo semestre 2022 è stato pari a 97,8 €/MWh, in aumento del 348,4% rispetto al primo semestre 2021. Per l'intero anno 2022 le curve forward indicano prezzi con valori medi prossimi ai 134,2 €/MWh. Analoghe le dinamiche dei prezzi sui principali hub europei: il prezzo medio del gas al TTF nel primo semestre del 2022 è stato pari a 95,6 €/MWh in aumento del 342,0% rispetto allo stesso periodo del 2021.

L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale PSV-TTF per il periodo in esame pari a 2,2 €/MWh, in notevole aumento rispetto al differenziale del primo semestre 2021 (pari a 0,2 €/MWh). Le quotazioni del gas sui principali mercati europei tendono a confermare il proseguimento del trend rialzista nella seconda parte dell'anno con un prezzo atteso del gas al TTF inferiore al PSV: le curve forward prevedono un differenziale PSV-TTF positivo e nell'intorno di 3,3 €/MWh.

Petrolio e carbone

Nei primi sei mesi del 2022 le quotazioni del petrolio proseguono il loro trend di crescita, con un valore medio pari a 104,4 \$/bbl, ovvero in aumento del 60,5% rispetto a quanto consuntivato nel primo semestre dell'anno precedente. A giugno 2022 le quotazioni del Brent raggiungono il livello più elevato a partire dal 2012 e si attestano a 117,4 \$/bbl. Nel primo semestre del 2022 la dinamica rialzista delle quotazioni espresse in €/bbl risulta accentuata (+77,5%) dal deprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro, in calo del -9,3% rispetto allo stesso periodo del 2021 (1,09 USD/EUR). Per il 2022 le curve forward del petrolio indicano prezzi con valori medi prossimi ai 104,9 \$/bbl.

L'Energy Information Administration (EIA) ha comunicato che la domanda globale di petrolio nel secondo trimestre del 2022 è stata in media di 98,65 milioni di barili al giorno, sostanzialmente in linea con quanto consuntivato nel primo trimestre. L'EIA prevede che nel 2022 la domanda globale di petrolio aumenterà di circa 2,2 milioni di barili al giorno attestandosi a 99,6 milioni di barili al giorno, crescita inferiore rispetto alle precedenti stime che riflette le previsioni di riduzione del PIL globale, le restrizioni legate al Covid effettuate in Cina durante la prima metà del 2022 e le incertezze geopolitiche. La domanda globale di petrolio dovrebbe poi crescere di ulteriori 2,0 milioni di barili al giorno nel 2023.

La produzione di greggio dei paesi membri dell'OPEC è stata in media di 26,3 milioni di barili al giorno nel secondo trimestre del 2022. L'EIA prevede che la produzione media di greggio OPEC raggiungerà una media di 28,7 milioni di barili al giorno nel 2022 e aumenterà ulteriormente a 29,3 milioni di barili al giorno nel 2023. La produzione di greggio statunitense è stata in media di 11,75 milioni di barili al giorno nel secondo trimestre del 2022. Le previsioni dell'EIA sono di un incremento che raggiungerà una media di 11,9 milioni di barili al giorno nel 2022 e salirà a 12,8 milioni di barili al giorno nel 2023: la più alta produzione di greggio statunitense mai registrata. Considerato il ruolo della Russia nella produzione di greggio a livello mondiale le previsioni circa l'evoluzione dei quantitativi di produzione nonché l'eventuale utilizzo delle riserve strategiche potrebbero subire significative variazioni in relazione all'evoluzione della crisi ucraina.

Accelerata la sua crescita anche il carbone che, partendo da gennaio con un valore pari a 170,5 \$/tonn, si è attestato nel mese di giugno a 371,0 \$/tonn. La quotazione, nella media del primo semestre 2022, è stata pari a 284,4 \$/tonn con una crescita del 261,7% rispetto a quanto consuntivato nel medesimo periodo dell'anno precedente (78,6 \$/tonn). Il deprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro aumenta la dinamica rialzista delle quotazioni espresse in euro (+301,7%). Per l'intero anno 2022 le curve forward indicano prezzi con valori medi prossimi ai 315,2 \$/tonn.

Risultati per settore di attività

9.1 Risultati per settore di attività

Business Unit Generazione e Trading

L'attività della Business Unit Generazione e Trading è relativa alla gestione del portafoglio impianti di generazione¹ del Gruppo con il duplice scopo di massimizzare la disponibilità e l'efficienza degli impianti, minimizzando i costi di esercizio e manutenzione (O&M) e di massimizzare il profitto derivante dalla gestione del portafoglio energetico attraverso l'attività di compravendita di energia elettrica, di combustibili (gassosi e non gassosi) e di titoli ambientali sui mercati all'ingrosso nazionali ed esteri. Rientra nell'ambito della Business Unit anche l'attività di trading sui mercati nazionali ed esteri di tutte le commodities energetiche (gas, energia elettrica, titoli ambientali).

Business Unit Mercato

L'attività della Business Unit Mercato è finalizzata alla vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale ai clienti del mercato libero e alla commercializzazione ai clienti serviti in regime di tutela. Inoltre, si occupa di fornire servizi di efficienza energetica e di mobilità elettrica.

Business Unit Ambiente

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

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

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

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

Nella Business Unit Ambiente, infine, sono confluite le attività svolte all'estero di fornitura di know how e tecnologie per la realizzazione di impianti di pre-trattamento rifiuti.

Business Unit Smart Infrastructures

La Business Unit Smart Infrastructures svolge attività di sviluppo e gestione delle infrastrutture funzionali alla molteplicità dei servizi che il Gruppo fornisce, puntando su tecnologia e innovazione.

In particolare, l'attività della Business Unit riguarda prevalentemente lo sviluppo e la gestione tecnico-operativa delle reti di distribuzione di energia elettrica, di trasporto e distribuzione di gas naturale, il relativo servizio di misura, caratterizzato da importanti evoluzioni dal punto di vista tecnologico grazie all'utilizzo di contatori intelligenti. Gestisce l'intero ciclo idrico integrato (captazione delle acque, gestione degli acquedotti, distribuzione idrica, gestione di reti fognarie, depurazione). L'attività è inoltre finalizzata alla vendita di calore e di elettricità prodotti da impianti di cogenerazione (prevolentemente di proprietà del Gruppo), mediante reti di teleriscaldamento e assicura le attività di operation and maintenance delle centrali di cogenerazione e delle reti di teleriscaldamento. Sono altresì incluse le attività relative al servizio di gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti (servizi di gestione calore).

La Business Unit Smart Infrastructures, inoltre, sviluppa infrastrutture nel campo delle telecomunicazioni, progetta soluzioni e applicazioni finalizzate alla realizzazione di nuovi modelli di città e territorio e al miglioramento della qualità della vita dei cittadini.

Si segnala che dal gennaio 2021 la Business Unit sviluppa e gestisce gli impianti di illuminazione pubblica e di regolazione del traffico; realizza e gestisce, infine, una rete di infrastrutture di ricarica funzionali all'elettrificazione dei trasporti.

Corporate

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

¹ Potenza installata complessivamente pari a 9,5 GW.

Di seguito, si riporta una sintesi dei principali dati economici per aree di attività:

Risultati per aree di attività primo semestre 2022

milioni di euro	Generazione e Trading	Mercato	Ambiente	Smart Infrastructures	Corporate	Elisioni e rettifiche	Totale	Risultati per settori di attività
Ricavi di vendita e prestazioni	7.856	3.814	698	747	152	(3.576)	9.691	Business Unit Generazione e Trading
Altri ricavi e proventi	34	8	16	39	7	(7)	97	Business Unit Mercato
Totale ricavi	7.890	3.822	714	786	159	(3.583)	9.788	Business Unit Ambiente
Costi per il personale	46	29	177	55	74	-	381	Business Unit Smart Infrastructures
Margine operativo lordo	221	8	207	285	(13)	-	708	Corporate
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	114	68	32	133	26	-	373	
Risultato operativo netto	107	(60)	175	152	(39)	-	335	
Investimenti	63	31	104	241	24	-	463	

Risultati per aree di attività primo semestre 2021

milioni di euro	Generazione e Trading	Mercato	Ambiente	Smart Infrastructures	Corporate	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi di vendita e prestazioni	2.312	1.495	604	593	141	(1.197)	3.948
Altri ricavi e proventi	66	8	8	25	6	(8)	105
Totale ricavi	2.378	1.503	612	618	147	(1.205)	4.053
Costi per il personale	45	29	178	55	71	-	378
Margine operativo lordo	150	120	164	264	(10)	-	688
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	98	24	59	127	24	-	332
Risultato operativo netto	52	96	105	137	(34)	-	356
Investimenti	37	33	109	215	27	(8)	413

9.2 Business Unit Generazione e Trading

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

221 mln € EBIDTA +47,3% rispetto al 2021	63 mln € INVESTIMENTI 37 mln nel 2021 (+70,3%)
---	---

125 GWh PRODUZIONE IMPIANTI A CARBONE (+68,9% vs 2021)	6.352 GWh PRODUZIONE TERMOELETTRICA DA ALTRI IMPIANTI (+5% vs 2021)
---	--

238 GWh PRODUZIONI FOTOVOLTAICHE ED EOLICHE (+57,6% vs 2021)	1.369 GWh PRODUZIONI IDROELETTRICHE (-35,9% vs 2021)
---	---

248,6 €/MWh PREZZO UNICO NAZIONALE (+272% vs 2021)	+0,8 €/MWh CLEAN SPARK SPREAD (-2,7 €/MWh nel 2021)
---	--

Dati operativi

Produzione netta energia elettrica GWh	30 06 2022	30 06 2021	VARIAZIONE	% 2022/2021
Produzione netta Termoelettrica	6.477	6.126	351	5,7%
- CCGT	5.918	5.639	279	4,9%
- Olio	434	413	21	5,1%
- Carbone	125	74	51	68,9%
Produzione netta da Fonti Rinnovabili	1.607	2.286	(679)	(29,7%)
- Idroelettrica	1.369	2.135	(766)	(35,9%)
- Fotovoltaica	195	139	56	40,3%
- Eolica	43	12	31	n.s.
TOTALE PRODUZIONE NETTA	8.084	8.412	(328)	(3,9%)

Nel periodo in esame la produzione di energia elettrica del Gruppo si è attestata a 8.084 GWh, con una variazione rispetto al semestre dell'anno precedente di -328 GWh (-3,9%).

Il primo semestre dell'anno è stato caratterizzato da una scarsa piovosità che ha portato ad una crisi idrica di rilevante entità, una delle più gravi degli ultimi 70 anni, con effetti negativi sulla generazione idroelettrica e del relativo peso sul totale della produzione netta da fonti rinnovabili. L'esaurimento delle portate dei fiumi ha reso inoltre difficolto il raffreddamento delle centrali termoelettriche, portando in taluni casi all'interruzione del funzionamento di alcuni impianti (per il Gruppo A2A la centrale termoelettrica di Sermide nella seconda metà del mese di giugno).

Si segnala inoltre che nel mese di giugno è stata perfezionata l'acquisizione di due portafogli eolici e fotovoltaici (3 New & Partners e 4NEW), localizzati in Italia e Spagna. Con questa operazione A2A consolida la propria posizione di operatore nelle rinnovabili e la presenza sul territorio nazionale.

In particolare, la produzione termoelettrica del periodo si è attestata a 6.477 GWh (6.126 GWh al 30 giugno 2021), registrando un aumento del 5,7% riconducibile alla maggiore richiesta di energia conseguente alle minori produzioni da altre fonti e al calo delle importazioni. La crescita è legata alle maggiori produzioni di alcuni impianti a ciclo combinato (Piacenza, Sermide e Mincio) e dell'impianto in regime di essenzialità di San Filippo del Mela. Il maggiore fabbisogno di energia e i picchi di domanda rilevati nel periodo in esame hanno inoltre indotto Terna a richiedere la riattivazione momentanea dell'impianto a carbone di Monfalcone.

La produzione da fonti rinnovabili del primo semestre del 2022 risulta in calo rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente del 29,7%: la contrazione della produzione idroelettrica (-35,9%), è stata in parte compensata dal contributo significativo delle nuove fonti rinnovabili fotovoltaiche ed eoliche grazie all'apporto delle società acquisite nel corso del 2021 e del 2022 (Octopus, 3 New & Partners e 4NEW).

Dati economici

milioni di euro	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021	VARIAZIONE	% 2022/2021
Ricavi	7.890	2.378	5.512	231,8%
Margine Operativo Lordo	221	150	71	47,3%
% su Ricavi	2,8%	6,3%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(114)	(98)	(16)	16,3%
Risultato Operativo Netto	107	52	55	105,8%
% su Ricavi	1,4%	2,2%		
Investimenti	63	37	26	70,3%
FTE	1.048	1.046	2	0,2%
Costo del personale	46	45	1	2,2%

I ricavi del primo semestre si sono attestati a 7.890 milioni di euro, in aumento di 5.512 milioni di euro (+232%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La significativa variazione è stata determinata prevalentemente dalla crescita dei prezzi di energia elettrica e gas; i maggiori volumi venduti ed intermediati hanno contribuito in misura marginale.

9 Risultati per settore di attività

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Generazione e Trading è risultato pari a 221 milioni di euro in incremento di 71 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2021 (+47%). Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto, pari a -12 milioni di euro nel primo semestre 2022 (impatto Decreto Sostegni) e +2 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2021, il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in aumento di 85 milioni di euro.

La variazione positiva è principalmente riconducibile a:

- risultati straordinari conseguiti sul mercato dei servizi ancillari (“MSD”), grazie alle opportunità emerse a seguito delle richieste di Terna per le criticità della rete che hanno caratterizzato il primo semestre dell’anno in corso;
- remunerazione del capacity market, grazie all’aggiudicazione di capacità produttiva nelle aste indette da Terna per garantire la sicurezza del sistema con risorse sempre disponibili;
- ottima performance del portafoglio di Trading;
- effetti positivi dello scenario sul portafoglio industriale elettrico, anche se notevolmente mitigati rispetto a quelli che l’impennata dei prezzi avrebbe potuto produrre dalle politiche di hedging adottate dal Gruppo;
- contributo degli impianti fotovoltaici ed eolici.

Gli impatti positivi sono stati in parte compensati da:

- minore produzione idroelettrica;
- effetti negativi dello scenario energetico sul portafoglio gas;
- maggiori oneri per canoni idroelettrici riconducibili sia alla quota variabile e all’energia gratuita da corrispondere che alla componente fissa per alcuni impianti.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 114 milioni di euro (98 milioni di euro al 30 giugno 2021). La variazione è legata principalmente agli ammortamenti relativi agli investimenti effettuati nel periodo luglio 2021- giugno 2022 e alle società del comparto rinnovabili di nuova acquisizione, nonché a maggiori accantonamenti a fondo rischi al netto dei rilasci.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 107 milioni di euro (52 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Nel periodo in esame gli investimenti sono risultati pari a circa 63 milioni di euro e hanno riguardato per oltre 21 milioni di euro interventi di manutenzione straordinaria, di cui 12 milioni di euro presso gli impianti termoelettrici, 7 milioni di euro presso i nuclei idroelettrici del Gruppo e 1 milione di euro presso gli impianti fotovoltaici.

Sono stati effettuati inoltre interventi di sviluppo per complessivi 41 milioni di euro, mirati prevalentemente a garantire la copertura dei picchi di domanda e il bilanciamento del fabbisogno energetico fluttuante nella rete elettrica (upgrade turbine a gas degli impianti a ciclo combinato di Cassano e Chivasso e progetti per motori endotermici a Cassano) per contribuire all’adeguatezza e alla sicurezza del sistema elettrico nazionale. Si segnalano infine gli investimenti relativi a impianti eolici e fotovoltaici, finalizzati ad accelerare la crescita delle fonti rinnovabili del Gruppo.

Nel primo semestre 2022 gli FTE risultano pari a 1.048 unità, sostanzialmente in linea con l’analogo periodo dell’anno precedente (1.046 FTE al 30 giugno 2021).

9.3 Business Unit Mercato

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

8 mln € EBIDTA -93,3% rispetto al 2021	31 mln € INVESTIMENTI 33 mln nel 2021
---	--

10.456
GWh
**VENDITE ENERGIA
ELETTRICA**
(+21,7% vs 2021)

1.526
Mmc
VENDITA GAS
(+3,2% vs 2021)

1.428
(#/1000) POD
CLIENTI MERCATO
RETAIL ELE
MERCATO LIBERO:
1.080 POD
(+25,4% rispetto al 2021)

1.573
(#/1000) PDR
CLIENTI MERCATO
RETAIL GAS
MERCATO LIBERO:
992 PDR
(+11% rispetto al 2021)

9 Risultati per settore di attività

Dati operativi

Energia elettrica	30 06 2022	30 06 2021	VARIAZIONE	% 2022/2021
Vendite Energia Elettrica				
Vendite Energia Elettrica Mercato Libero (GWh)	9.206	7.776	1.430	18,4%
Vendite Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela (GWh)	383	557	(174)	(31,2%)
Vendite Energia Elettrica Mercato Salvaguardia (GWh)	867	261	606	232,2%
Totale Vendite Energia Elettrica (GWh)	10.456	8.594	1.862	21,7%
POD Energia Elettrica				
POD Energia Elettrica Mercato Libero (#/1000)	1.080	861	219	25,4%
POD Energia Elettrica in regime Maggior Tutela (#/1000)	348	414	(66)	(15,9%)
Totale POD Energia Elettrica (#/1000)	1.428	1.275	153	12,0%
Gas	30 06 2022	30 06 2021	VARIAZIONE	% 2022/2021
Vendite Gas				
Vendite Gas Mercato Libero (Mmc)	1.260	1.138	122	10,7%
Vendite Gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	266	341	(75)	(22,0%)
Totale Vendite Gas (Mmc)	1.526	1.479	47	3,2%
PDR Gas				
PDR Gas Mercato Libero (#/1000)	992	894	98	11,0%
PDR Gas in regime di Maggior Tutela (#/1000)	581	692	(111)	(16,0%)
Totale PDR Gas (#/1000)	1.573	1.586	(13)	(0,8%)

Le quantità sono riportate al lordo delle perdite.

Il dato relativo ai POD e PDR non include le numeriche relative a Grandi Clienti e PMI.

Nel primo semestre del 2022 la Business Unit Mercato ha registrato 10.456 GWh di vendita di energia elettrica, in crescita del 21,7% rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente. L'incremento è riconducibile all'acquisizione di nuovi clienti, al contributo del Servizio Tutele Graduali e alle maggiori vendite ai grandi clienti.

Le vendite gas, pari a 1.526 Mmc, evidenziano una crescita del 3,2% rispetto ai primi sei mesi del 2021 grazie al settore dei grandi clienti.

Con riferimento al segmento mass-market (elettrico e gas), i punti di fornitura serviti nel semestre hanno superato complessivamente quota 3 milioni di unità, di cui oltre 2 milioni relativi al mercato libero, che ha registrato un aumento pari a circa 175 mila unità rispetto alla fine del 2021 grazie al positivo contributo dello sviluppo commerciale e al contenuto tasso di churn del periodo.

Dati economici

milioni di euro	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021	VARIAZIONE	% 2022/2021	
Ricavi	3.822	1.503	2.319	154,3%	Business Unit Generazione e Trading
Margine Operativo Lordo	8	120	(112)	(93,3%)	Business Unit Mercato
% su Ricavi	0,2%	8,0%			Business Unit Ambiente
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(68)	(24)	(44)	183,3%	Business Unit Smart Infrastructures
Risultato Operativo Netto	(60)	96	(156)	(162,5%)	Corporate
% su Ricavi	(1,6%)	6,4%			
Investimenti	31	33	(2)	(6,1%)	
FTE	932	898	34	3,8%	
Costo del personale	29	29	-	0,0%	

I ricavi si sono attestati a 3.822 milioni di euro (1.503 milioni di euro al 30 giugno 2021). L'eccezionale crescita registrata è riconducibile prevalentemente all'aumento dei prezzi unitari sia dell'elettricità sia del gas e in misura molto contenuta alle maggiori quantità vendute.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Mercato del primo semestre 2022 è risultato pari a 8 milioni di euro (120 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (1 milione di euro nel primo semestre 2022, impatto nullo nel corrispondente periodo dell'anno precedente), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in calo di -113 milioni di euro, di cui -116 milioni di euro relativi al comparto retail e +3 milioni di euro relativi al comparto Energy Solution.

La contrazione, concentrata per circa l'80% nel primo trimestre dell'anno, è riconducibile al calo di marginalità unitaria del comparto energy retail sia elettricità sia gas a causa di:

- differente distribuzione temporale della marginalità dei contratti a prezzo fisso rispetto all'anno precedente, a parità di margine contrattuale complessivo, particolarmente penalizzante nel primo trimestre dell'anno e in recupero nel corso dell'esercizio in esame (per i contratti di durata coincidente con l'anno solare) o negli esercizi futuri (per i contratti che prevedono una fornitura anche oltre l'esercizio in corso);
- impatti negativi collegati a consumi dei clienti finali in parte differenti rispetto ai profili contrattualizzati, per effetto di un contesto di prezzi straordinariamente elevati e caratterizzati da forte volatilità;
- oneri di sbilanciamento, anch'essi enfatizzati dal livello dei prezzi dell'energia dell'anno in corso.

I costi operativi sono risultati in incremento rispetto ai primi sei mesi dell'anno precedente in coerenza con la maggiore attività commerciale del periodo.

Tali effetti sono stati in parte compensati dal contributo positivo dello sviluppo commerciale, sia in termini di aumento della base clienti del mercato mass-market e di volumi venduti ai grandi clienti, sia in termini di marginalità unitaria commerciale, che nel periodo in esame ha riportato una dinamica positiva al netto degli impatti sopra descritti.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 68 milioni di euro (24 milioni di euro al 30 giugno 2021): la variazione è riconducibile ai maggiori accantonamenti svalutazioni crediti legati all'esposizione creditizia verso la clientela per l'eccezionale aumento del fatturato.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto risulta negativo per -60 milioni di euro (96 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Nel primo semestre 2022 la Business Unit Mercato ha realizzato investimenti per 31 milioni di euro ed hanno riguardato:

- per 26 milioni di euro il comparto energy retail per oneri capitalizzati di acquisizione di nuovi clienti e per interventi di manutenzione evolutiva e di sviluppo delle piattaforme Hardware e Software, finalizzati al supporto delle attività di fatturazione e gestione clienti, e alla start up full-digital NEN;
- per 5 milioni di euro il comparto Energy Solution per progetti di efficienza energetica.

Nel periodo in esame gli FTE risultano pari a 932 unità (898 FTE al 30 giugno 2021). La variazione è determinata dalle maggiori assunzioni effettuate nel periodo in esame e nel corso del 2021 per il potenziamento di aree di attività tradizionali ed innovative, in coerenza con gli obiettivi di sviluppo (acquisizione e gestione dei nuovi clienti).

9.4 Business Unit Ambiente

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

207 mln € EBIDTA +26,2% rispetto al 2021	104 mln € INVESTIMENTI 109 mln nel 2021
---	--

919 GWht CALORE CEDUTO (-0,1% vs 2021)	1.068 GWh ENERGIA ELETTRICA VENDUTA (+1% vs 2021)
---	--

1.708 Kton RIFIUTI SMALTITI (-2,6% vs 2021) DI CUI:	492 Kton SMALTIMENTI RECUPERO MATERIA (+2% vs 2021)	740 Kton SMALTIMENTI RECUPERO ENERGIA (-7% vs 2021)
--	--	--

Dati operativi

	30 06 2022	30 06 2021	VARIAZIONE	% 2022/2021
Rifiuti raccolti (Kton)	919	928	(9)	(1,0%)
Residenti serviti (#/1.000)	3.972	4.172	(200)	(4,8%)
Energia elettrica venduta (GWh)	1.068	1.057	11	1,0%
Calore ceduto (GWht)*	919	920	(1)	(0,1%)

(*) quantità rilevate a bocca di centrale.

Nel semestre in esame le quantità di rifiuti raccolti, pari a 919 tonnellate, risultano in lieve calo (-1%) rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente riconducibile alla perdita della concessione di Varese. Le quantità di energia elettrica registrano un aumento dell'+1% rispetto all'esercizio precedente grazie all'apporto di Agripower, società consolidata a partire da aprile 2021, mentre le quantità di calore richieste dal comparto teleriscaldamento risultano in linea con l'analogo periodo del 2021.

Rifiuti smaltiti (Kton)	30 06 2022	30 06 2021	VARIAZIONE	% 2022/2021
Smaltimento rifiuti urbani	1.282	1.366	(84)	(6,1%)
- WTE	668	720	(52)	(7,2%)
- Discarica	-	1	(1)	(100,0%)
- Impianti di trattamento	614	645	(31)	(4,8%)
Smaltimenti industriali	426	388	38	9,8%
- WTE	44	37	7	18,9%
- Discarica	-	5	(5)	(100,0%)
- Impianti di trattamento	382	346	36	10,4%
TOTALE	1.708	1.754	(46)	(2,6%)

Le quantità riportate sono al netto degli smaltimenti infragruppo.

I rifiuti netti smaltiti registrano un calo del -2,6%, a seguito dei minori smaltimenti negli impianti di termovalorizzazione, prevalentemente per la minore disponibilità del termovalorizzatore di Brescia (maggiori giorni di fermo per manutenzione).

In particolare, si segnala un aumento dei rifiuti destinati al recupero di materia (crescita di carta ed ingombranti).

Dati economici

milioni di euro	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021	VARIAZIONE	% 2022/2021
Ricavi	714	612	102	16,7%
Margine Operativo Lordo	207	164	43	26,2%
% su Ricavi	29,0%	26,8%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(32)	(59)	27	(45,8%)
Risultato Operativo Netto	175	105	70	66,7%
% su Ricavi	24,5%	17,2%		
Investimenti	104	109	(5)	(4,6%)
FTE	6.509	6.420	89	1,4%
Costo del personale	177	178	(1)	(0,6%)

Nel primo semestre 2022 la Business Unit Ambiente ha registrato ricavi per 714 milioni di euro, in crescita del 16,7% rispetto all'analogo periodo del 2021 (612 milioni di euro al 30 giugno del 2021) prevalentemente per i maggiori ricavi da vendita di energia elettrica e da vendita calore. Hanno inoltre contribuito all'aumento i maggiori ricavi da smaltimento rifiuti e recupero materia e l'apporto delle società acquisite nel corso del 2021.

9 Risultati per settore di attività

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Ambiente è risultato pari a 207 milioni di euro (164 milioni di euro al 30 giugno 2021) in aumento di 43 milioni di euro rispetto al primo semestre dell'esercizio precedente.

Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+2 milioni di euro nel primo semestre 2022 e +1 milione di euro nel primo semestre 2021), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in aumento di 42 milioni di euro.

Ha contribuito all'ottimo risultato del periodo prevalentemente il comparto del trattamento dei rifiuti urbani (+44 milioni di euro rispetto ai primi sei mesi del 2021), grazie a:

- dinamica molto positiva dei prezzi di cessione di energia elettrica e calore degli impianti di termovalorizzazione per effetto dell'attuale scenario;
- incremento dei prezzi di conferimento dei rifiuti assimilabili agli urbani;
- contributo degli impianti alimentati a biomasse sia per l'apporto incrementale di Agripower consolidata a partire dal mese di aprile 2021 sia per l'effetto dello scenario energetico.

Il comparto del trattamento dei rifiuti industriali ha registrato un incremento di circa 1 milione di euro rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente prevalentemente per le maggiori quantità tratteate.

Ha invece contribuito negativamente al risultato il comparto raccolta rifiuti (-3 milioni di euro) penalizzato principalmente dall'aumento nel periodo in esame del costo del carburante consumato dagli automezzi utilizzati e dalla perdita della concessione nel Comune di Varese.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 32 milioni di euro (59 milioni di euro al 30 giugno 2021). La variazione negativa è l'effetto combinato di maggiori ammortamenti relativi agli investimenti realizzati nel periodo luglio 2021- giugno 2022 e di rilasci di fondi rischi eccedenti effettuati nell'esercizio in corso.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 175 milioni di euro (105 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Gli Investimenti dei primi sei mesi del 2022 si sono attestati a 104 milioni di euro e hanno riguardato:

- interventi di sviluppo per 78 milioni di euro, di cui 39 milioni di euro relativi agli impianti di termovalorizzazione (in particolare 21 milioni di euro per la realizzazione del nuovo impianto di Parona e 12 milioni di euro per la linea depurazioni fumi del termovalORIZZATORE di Brescia) e 38 milioni di euro agli impianti di trattamento (in particolare circa 28 milioni di euro per gli impianti FORSU di Lacchiarella e Cavaglià e 3 milioni di euro per il nuovo impianto fanghi di Parona);
- interventi di mantenimento per 26 milioni di euro relativi a impianti di termovalorizzazione (13 milioni di euro), a impianti di trattamento (8 milioni di euro) e al comparto raccolta (5 milioni di euro).

Nel primo semestre gli FTE della Business Unit Ambiente sono pari a 6.509 unità (6.420 FTE nello stesso periodo dell'esercizio precedente). L'incremento è riconducibile alla variazione di perimetro (TecnoA, consolidata da dicembre 2021) e alle assunzioni effettuate nel semestre in esame e nel corso dell'anno precedente per il potenziamento di alcuni servizi della Raccolta e strutture del comparto Trattamento.

9.5 Business Unit Smart Infrastructures

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla Business Unit Smart Infrastructures:

285 mln € EBIDTA +8% rispetto al 2021	241 mln € INVESTIMENTI 215 mln nel 2021 (+12,1%)
--	---

1.485 M€ RAB GAS (+1,3% vs 2021)	827 M€ RAB ENERGIA ELETTRICA (+9,8% vs 2021)
---	---

511 M€ RAB SERVIZI IDRICI (+24,3% vs 2021)	1.766 GWht CALORE VENDUTO (-3,1% vs 2021)
---	--

Business Unit Generazione e Trading
Business Unit Mercato
Business Unit Ambiente
Business Unit Smart Infrastructures
Corporate

9 Risultati per settore di attività

Dati operativi

Reti

	30 06 2022	30 06 2021	VARIAZIONE	% 2022/2021
Energia elettrica distribuita (GWh)	5.656	5.632	24	0,4%
Gas distribuito (Mmc)	1.732	1.856	(124)	(6,7%)
Acqua distribuita (Mmc)	36	36	-	0,0%
RAB Energia Elettrica (M€) (*)	827	753	74	9,8%
RAB Gas (M€) (*)	1.485	1.466	19	1,3%
RAB Acqua (M€) (*)	511	411	100	24,3%

(*) Dati provvisori, sottostanti al calcolo dei ricavi ammessi di competenza del periodo.

Le quantità distribuite di energia elettrica della Business Unit Smart Infrastructures, pari a 5.656 GWh, risultano sostanzialmente in linea con l'anno precedente, mentre le quantità di gas distribuito pari a 1.732 milioni di metri cubi risultano in calo del -6,7%.

I volumi di acqua distribuita nel semestre si attestano a 36 milioni di metri cubi, in linea con le quantità al 30 giugno 2021.

Nei primi sei mesi del 2022 le RAB della distribuzione elettrica, gas e quella inherente i servizi idrici sono risultate in crescita rispettivamente del 9,8%, dell'1,3% e del 24,3% grazie all'aumento degli investimenti realizzati.

Calore

GWht	30 06 2022	30 06 2021	VARIAZIONE	% 2022/2021
FONTI				
Impianti di:	874	880	(6)	(0,7%)
- Lamarmora	224	245	(21)	(8,6%)
- Famagosta	43	51	(8)	(15,7%)
- Tecnocity	32	33	(1)	(3,0%)
- Altri impianti	575	551	24	4,4%
Acquisti da:	1.121	1.229	(108)	(8,8%)
- Terzi	230	294	(64)	(21,8%)
- Altre Business Units	891	935	(44)	(4,7%)
TOTALE FONTI	1.995	2.109	(114)	(5,4%)
USI				
Vendite ai clienti finali	1.766	1.823	(57)	(3,1%)
Perdite di distribuzione	229	286	(57)	(19,9%)
TOTALE USI	1.995	2.109	(114)	(5,4%)
Energia elettrica da cogenerazione	199	189	10	5,3%

Note:

- I dati fanno riferimento alla sola attività di teleriscaldamento e comprendono le vendite freddo. Non sono incluse le vendite relative alla gestione calore.
- Sono incluse tra gli acquisti le quantità di calore acquistate dalla Business Unit Ambiente.

Le vendite di calore della Business Unit Smart Infrastructures del primo semestre 2022 si sono attestate a 1.766 GWht, in calo del -3,1% rispetto ai volumi venduti nel corrispondente periodo dell'anno precedente, riconducibile alle temperature più miti registrate nel periodo in esame.

Dati economici

milioni di euro	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021	VARIAZIONE	% 2022/2021
Ricavi	786	618	168	27,2%
Margine Operativo Lordo	285	264	21	8,0%
% su Ricavi	36,3%	42,7%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(133)	(127)	(6)	4,7%
Risultato Operativo Netto	152	137	15	10,9%
% su Ricavi	19,3%	22,2%		
Investimenti	241	215	26	12,1%
FTE	3.047	3.051	(4)	(0,1%)
Costo del personale	55	55	-	0,0%

I ricavi del periodo della Business Unit Smart Infrastructures si sono attestati a 786 milioni di euro (618 milioni di euro al 30 giugno 2021, +27%). La variazione è legata ai maggiori ricavi relativi al teleriscaldamento per la dinamica dei prezzi unitari.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Smart Infrastructures del primo semestre 2022 è risultato pari a 285 milioni di euro (264 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Al netto delle partite non ricorrenti (+16 milioni di euro nel primo semestre 2022, +4 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'anno precedente), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 269 milioni di euro, in aumento di 9 milioni di euro (+4%) rispetto ai primi sei mesi del 2021. Si segnala che le partite non ricorrenti dell'anno in corso includono 15,3 milioni di euro per partite tarifarie pregresse relative agli anni 2010/2011 del ciclo idrico del Gruppo ACSM-AGAM.

La variazione della marginalità è così distribuita:

- reti di distribuzione elettrica e gas (-16 milioni di euro): diminuzione legata ai minori ricavi ammessi ai fini regolatori a seguito delle deliberazioni dell'Autorità di settore (ARERA) in merito alla remunerazione del capitale, alla perequazione perdite elettricità, ai minori ricavi da contributi di allacciamento e a maggiori costi operativi (principalmente oneri per l'aggiornamento del canone gas relativo all'ATEM Milano 1 e costi energetici);
- teleriscaldamento: +23 milioni di euro, prevalentemente per l'aumento dei margini unitari dovuti all'effetto scenario;
- ciclo idrico: -3 milioni di euro per maggiori costi operativi (rimborsi dispersioni idriche e costi dell'energia elettrica);
- illuminazione pubblica: +5 milioni di euro per l'aggiornamento del canone verso il Comune di Milano e maggiori ricavi da TEE (Titoli di Efficienza Energetica).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 133 milioni di euro (127 milioni di euro al 30 giugno 2021). La variazione è riconducibile ai maggiori ammortamenti per gli investimenti effettuati nel periodo luglio 2021- giugno 2022 e a maggiori accantonamenti.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 152 milioni di euro (137 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Gli Investimenti del periodo in esame sono risultati pari a 241 milioni di euro e hanno riguardato:

- nel comparto distribuzione energia elettrica, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti ed in particolare, l'allacciamento di nuovi utenti, il mantenimento delle cabine secondarie, l'ampliamento del telecontrollo, il rifacimento della rete in media e bassa tensione, interventi di mantenimento e potenziamento degli impianti primari, nonché investimenti per progetto smart meter 2G (91 milioni di euro);
- nel comparto distribuzione gas, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti relativi all'allacciamento di nuovi utenti, alla sostituzione di tubazioni in media e bassa pressione e dei contatori smart meter gas (61 milioni di euro);
- nel comparto ciclo idrico integrato, interventi di manutenzione e sviluppo sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi e rifacimenti delle reti fognarie e degli impianti di depurazione (40 milioni di euro);
- nel comparto teleriscaldamento e gestione calore, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti e delle reti per complessivi 34 milioni di euro;
- nel comparto illuminazione pubblica per nuovi progetti (8 milioni di euro);

Risultati per settori di attività

Business Unit Generazione e Trading

Business Unit Mercato

Business Unit Ambiente

Business Unit Smart Infrastructures

Corporate

9 Risultati per settore di attività

- nel comparto Smart City, in prevalenza posa fibra ottica, radiofrequenza e data center (5 milioni di euro);
- nel comparto e-mobility per installazione nuove colonnine di ricarica energia elettrica (2 milioni di euro).

Nel primo semestre 2022 gli FTE si attestano a 3.047 unità, sostanzialmente in linea con l'anno precedente (3.051 unità nel corrispondente periodo del 2021).

9.6 Corporate

Dati economici

milioni di euro	01 01 2022 30 06 2022	01 01 2021 30 06 2021	VARIAZIONE	% 2022/2021
Ricavi	159	147	12	8,2%
Margine Operativo Lordo	(13)	(10)	(3)	30,0%
% su Ricavi	(8,2%)	(6,8%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(26)	(24)	(2)	8,3%
Risultato Operativo Netto	(39)	(34)	(5)	14,7%
% su Ricavi	(24,5%)	(23,1%)		
Investimenti	24	27	(3)	(11,1%)
FTE	1.605	1.504	101	6,7%
Costo del personale	74	71	3	4,2%

Il Margine Operativo Lordo, corrispondente ai costi di struttura della Corporate non riaddebitati alle diverse società del Gruppo nel corso del periodo in esame, si attesta a -13 milioni di euro (-10 milioni di euro nel primo semestre 2021).

Al netto delle partite non ricorrenti (-2 milioni di euro nel primo semestre 2022, -3 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'anno precedente), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Corporate risulta pari a -11 milioni di euro, in diminuzione di -4 milioni di euro rispetto ai primi sei mesi del 2021.

La variazione negativa di marginalità è riconducibile al maggior peso nell'anno dei costi non riaddebitati rispetto al totale degli oneri della Corporate.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 26 milioni di euro (24 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 39 milioni di euro (negativo per 34 milioni di euro al 30 giugno 2021).

Gli Investimenti del primo semestre 2022 sono pari complessivamente a 24 milioni di euro, di cui 18 milioni di euro relativi ad interventi sui sistemi informativi e 3 milioni di euro relativi ad investimenti sui fabbricati.

Nell'esercizio in esame gli FTE si attestano a 1.605 unità, registrando una variazione positiva di 101 unità rispetto al semestre dell'esercizio precedente legata ad inserimenti per il potenziamento di alcune aree di attività, in coerenza con le esigenze evolutive e gli obiettivi di sviluppo del Gruppo.

10

Rischi e incertezze

10.1 Rischi e incertezze

Il Gruppo A2A si è dotato di un processo di assessment e reporting dei rischi ispirato alla metodologia dell'Enterprise Risk Management del Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO report), alle best practice in ambito Risk Management ed in compliance con il Codice di Autodisciplina dalla Consob, che recita: "...Ogni emittente si dota di un sistema di gestione dei rischi costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi...".

Il Gruppo ha inoltre adottato una specifica procedura che definisce in dettaglio ruoli, responsabilità e metodologie per il processo di Enterprise Risk Management (ERM).

Il processo prevede la definizione di un modello dei rischi che tiene conto delle caratteristiche del Gruppo, della sua vocazione multi-business e del settore di appartenenza. Tale modello è soggetto ad aggiornamenti periodici in coerenza con l'evoluzione del Gruppo e del contesto nel quale opera. La metodologia adottata è caratterizzata dalla periodica rilevazione dei principali rischi cui il Gruppo è soggetto. In tale ottica viene effettuato il processo di assessment che, attraverso il coinvolgimento di tutte le strutture aziendali, permette di determinare i rischi maggiormente rilevanti, i relativi presidi ed i piani di mitigazione. In questa fase risulta essenziale il coinvolgimento dei risk owner quali responsabili dell'identificazione, valutazione ed aggiornamento degli scenari di rischio (specifici eventi nei quali il rischio può concretizzarsi) afferenti le attività di propria competenza. Questa fase viene condotta con il supporto ed il coordinamento della struttura organizzativa di Group Risk Management attraverso modalità operative che consentono di individuare in modo chiaro i rischi, le relative cause e le modalità di gestione.

La metodologia adottata è modulare e fa leva sull'affinamento delle esperienze e dei metodi di analisi utilizzati; da un lato mira ad evolvere ulteriormente l'assessment rischi con particolare riferimento al consolidamento nel processo delle azioni di mitigazione, dall'altro a sviluppare ed integrare nei processi aziendali le attività di gestione dei rischi. Tale evoluzione è svolta in coerenza con la graduale crescita della consapevolezza del Management e delle strutture aziendali relativamente alle tematiche di gestione del rischio, anche attraverso specifico supporto formativo fornito da Group Risk Management.

Il processo ERM supporta anche le certificazioni ISO 9001, ISO 14001 e ISO 45001 delle società del Gruppo.

Di seguito si procede alla descrizione dei principali rischi e incertezze a cui il Gruppo è esposto. Le tensioni geo-politiche collegate alla crisi tra Russia e Ucraina e l'emergenza sanitaria, avendo possibili ricadute su più di una tipologia di rischio, vengono trattate in questa sezione di apertura.

Impatti conflitto Russia-Ucraina

Il conflitto in atto fra la Russia e l'Ucraina ha acuito una crisi dei mercati energetici già in atto nel 2021, legata alla ripresa post-pandemia e alla grave scarsità di materie prime, comportando un ulteriore aumento dei prezzi delle commodities energetiche e della loro volatilità. Oltre agli impatti diretti sulla produzione e vendita di energia elettrica e gas, tale aumento dei prezzi ha portato ad un incremento generalizzato dell'inflazione con particolare riferimento ai prezzi dei derivati del petrolio e dei prodotti alimentari, nonché tensioni sui mercati finanziari, sulla solvibilità di alcune controparti e sulla sicurezza dell'infrastruttura informatica per un possibile incremento di cyber-attacchi. Inoltre, le recenti misure governative hanno introdotto contributi straordinari sui risultati economici delle società energetiche destinandoli, in particolare, al finanziamento di interventi a tutela delle imprese nazionali e delle famiglie. Tale contesto è in continua evoluzione e non si escludono nel corso del 2022 ulteriori forme di prelievo.

Qualora la situazione nazionale degli approvvigionamenti diventasse critica e venisse dichiarata l'emergenza, i gestori di rete potrebbero stabilire l'interruzione della fornitura di gas ed energia a specifici soggetti industriali con determinate caratteristiche, rivolgendosi dapprima ai clienti interrompibili. Scatterebbero, inoltre, misure straordinarie, che vanno dall'utilizzo dello stoccaggio strategico alla definizione di soglie limite di temperatura per il riscaldamento e il raffrescamento.

Il Gruppo A2A, nell'ambito dell'attività industriale di generazione di vettori energetici e della loro commercializzazione all'ingrosso, sta gestendo la crescente volatilità del prezzo del gas sia attraverso il monitoraggio dei limiti di esposizione al rischio commodity sia attraverso l'ottimizzazione delle strategie di acquisto e vendita. Si segnala inoltre che il Gruppo, nelle sue attività di approvvigionamento, opera principalmente su piattaforme. Il Gruppo A2A ha attivato, inoltre, analisi congiunte con il gestore della rete elettrica per definire possibili modalità di massimizzazione della produzione di energia elettrica da combustibili diversi dal gas naturale. A2A si è comunque dotata di spazio di stoccaggio di gas che sta prontamente riempiendo in modo da detenere forme di flessibilità che permettano di ridurre gli impatti di eventuali momenti di stress delle importazioni di gas in Italia e garantire le forniture invernali alle utenze. Il portafoglio gas A2A al momento risulta bilanciato: vengono acquistati giornalmente sul mercato

i volumi di gas utilizzati dalle centrali termoelettriche che non sono già stati acquistati preventivamente effettuando la copertura dello spark spread. Qualora non ci fosse sufficiente liquidità sul mercato per comprare quotidianamente il gas, si dovrebbe ricorrere al mercato di bilanciamento gestito dal GME e/o in taluni casi, non riuscendo a coprire totalmente il fabbisogno, al mercato dello Sbilanciamento. Gli effetti attesi di tale situazione sono principalmente di natura finanziaria in quanto determinerebbero un incremento delle garanzie da prestare a Snam e GME.

Con riferimento all'aumento generalizzato dell'inflazione il Gruppo A2A sta rilevando incrementi di costo nello svolgimento delle attività operative (es. costi di cantiere, costi del trasporto dei rifiuti, costi dei processi di trattamento dei rifiuti); si segnala inoltre la difficoltà nel reperimento di alcuni materiali nelle ordinarie tempistiche. Per far fronte a tale situazione, si sta procedendo ove possibile ad adeguamenti automatici dei listini, all'aumento delle scorte dei materiali più difficilmente reperibili e all'incremento del portafoglio fornitori.

Con riferimento alla solvibilità di alcune controparti l'aumento del prezzo delle commodities determina - come rilevato nei primi sei mesi del 2022 - l'incremento delle esposizioni creditizie verso i clienti (anche in ipotesi di costanza di volumi): il rischio di credito viene gestito tramite una Credit Policy con l'obiettivo di gestire il rischio controparte mediante verifiche preliminari, coperture assicurative, richieste di garanzie, deroghe nonché gestire termini di pagamento, interessi e piani di rientro. La Posizione Finanziaria Netta ha risentito degli effetti del conflitto: l'incremento dei prezzi delle commodities unito alla maggior richiesta di piani di rateizzazione da parte dei clienti ha determinato una crescita del capitale circolante netto, in particolare nella Business Unit Mercato. Tale crescita è stata calmierata grazie ad una proattiva gestione dello stesso, senza ricorso ad operazioni di factoring. Ad oggi non si segnalano peggioramenti legati all'aumento della delinquency di credito.

Con riferimento a possibili tensioni sui mercati finanziari, si segnala che la solida posizione di liquidità del Gruppo, supportata anche da linee di back up sia committed che uncommitted (al 30 giugno 2022 pari a 2,1 miliardi di euro), sta permettendo di gestire le posizioni sul mercato delle commodities oltre agli incrementi temporanei di circolante dovuti alla crescita dei prezzi ed ai piani di rateizzazione concessi ai clienti. Nel corso del primo semestre, caratterizzato da un contesto di mercato complesso e volatile, A2A ha emesso con successo due prestiti obbligazionari, per un totale di 1,1 miliardi di euro, anticipando così le esigenze di funding dei prossimi mesi. In aggiunta sono state sottoscritte linee di credito bilaterali di medio termine, oltre che una linea di credito revolving di importo pari a 410 milioni di euro con finalità di back-up, il tutto a riprova della capacità del Gruppo di accedere ai mercati dei capitali e bancari. Infine, in relazione all'elevata allerta per gli attacchi cyber, il Gruppo ha attivato un canale con i vertici della Sicurezza Nazionale per l'interscambio di informazioni, accelerando il programma di messa in sicurezza degli endpoint con strumenti di protezione avanzata dai malware; è stato altresì condotto un assessment per determinare il grado di vulnerabilità dei servizi di A2A esposti su internet e il grado di esposizione alle tecniche e tattiche di attacco dei gruppi criminali e hacker russi.

Emergenza sanitaria virus COVID-19

Con riferimento all'emersione dell'emergenza Coronavirus si segnala che sono state poste in essere misure di gestione della crisi nonché l'identificazione di adeguate mitigation prospettive legate al rischio di estensione temporale dell'emergenza.

Il Gruppo A2A si è dotato dal 2018 di un crisis plan di Gruppo che identifica il sistema organizzativo, le attività e le procedure necessarie per fare fronte agli eventi che hanno portato alla dichiarazione di crisi, con lo scopo di tutelare le risorse umane interne ed esterne al Gruppo A2A, contenere i danni materiali e immateriali e garantire la corretta gestione dei flussi comunicativi verso l'esterno e la continuità dei servizi offerti, riorganizzando in tempi rapidi le normali condizioni di operatività e salvaguardando la reputazione aziendale. Si segnala che il Gruppo A2A sta gestendo l'emergenza sanitaria del COVID-19 nella piena applicazione delle prescrizioni della suddetta procedura con costituzione e gestione di appositi Comitati di crisi. Tali comitati, che si riuniscono per il coordinamento delle attività di gestione della crisi, permettono di indirizzare le azioni della società in coerenza con le disposizioni dei vari DPCM emanati e svolgono un'attività preventiva attraverso la definizione di piani di mitigazione da attivare nel caso di peggioramento della situazione emergenziale.

Di seguito vengono descritte le principali azioni di presidio e di mitigazione identificate:

- definizione dei minimi di servizio funzionali da monitorare a cura dei responsabili di impianto e della lista dei responsabili necessari per gestire gli impianti e relativi back-up, anche con riferimento alle ditte appaltatrici; tale attività è stata completata e può essere attivata in caso di indisponibilità del personale;
- azioni sul personale finalizzate ad evitare gli assembramenti e garantire la sicurezza delle persone (predisposizione corpo procedurale secondo le disposizioni dei protocolli sanitari, adozione di DPI, sanificazione dei locali ecc.); è stata altresì garantita la segregazione del personale delle ditte esterne;
- predisposizione di un piano dei fabbisogni di attrezzature e DPI da utilizzare in modalità usa e getta;
- adozione di soluzioni organizzative e tecnologiche per garantire lo svolgimento di alcuni processi critici da remoto e modalità di esecuzione del pronto intervento.

Raggiungimento degli obiettivi definiti nel piano industriale

Si fa riferimento ai rischi collegati al mancato o parziale raggiungimento degli obiettivi di sviluppo e redditività delineati nel Piano Industriale che potrebbero comportare sia un impatto economico finanziario per effetto di una minore crescita della marginalità del Gruppo sia impatti sulla reputazione per il fatto di disattendere le aspettative degli Stakeholder in merito agli impegni di sostenibilità.

Il Piano 2022-2030 delinea ambiziosi target di crescita, principalmente in tema di economia circolare (recupero materia ed energia, valorizzazione del calore altrimenti disperso, preservazione della risorsa idrica) e transizione energetica (sostenimento della crescita nell'ambito delle fonti energetiche rinnovabili, valorizzazione della generazione elettrica degli impianti a ciclo combinato, incremento della base clienti, sostegno alla elettrificazione dei consumi). Tra i principali fattori di rischio che gravano sui diversi ambiti di sviluppo si citano: possibili criticità autorizzative e di contesto territoriale avverso, presenza di rilevanti competitors in grado di ostacolare il conseguimento di quote sui mercati nazionali ed esteri, incertezze sulla evoluzione normativa e regolatoria inherente la liberalizzazione dei mercati energetici nazionali, rischi di natura commerciale in collegamento ai target di incremento della base clienti definiti nel Piano adottato. Inoltre, a partire dagli ultimi mesi dell'anno 2021 si assiste ad un duplice fenomeno: da un lato si riscontrano difficoltà nell'approvvigionamento di taluni materiali che vengono impiegati sia nelle ordinarie attività di esercizio degli impianti nonché di manutenzione, sia presso i cantieri di realizzazione delle iniziative di sviluppo; dall'altro, si assiste ad un notevole e generalizzato incremento dei prezzi di materiali, apparecchiature, macchinari e forniture. Contestualmente, i fornitori di questi materiali richiedono alle Società del Gruppo un adeguamento dei contratti in essere con revisione al rialzo dei relativi prezzi.

Un ulteriore tema di rilievo è quello riferito alla possibile reiterazione del regime di essenzialità della centrale termoelettrica di San Filippo del Mela. Nel caso in cui Terna reiterasse la richiesta di prosecuzione del regime di essenzialità dell'impianto sino almeno all'anno 2025, si porrebbero tematiche inerenti l'aggiornamento tecnico dell'impianto e la compatibilità con la realizzazione di progetti di riconversione del sito alternativi alla generazione di energia elettrica.

Per supportare la realizzazione delle iniziative di sviluppo si evidenziano misure di natura prevalentemente organizzativa, con strutture aziendali focalizzate sull'analisi dei mercati e degli ambiti di sviluppo oggetto del Piano, sulla gestione degli aspetti tecnici ed ingegneristici, sul mantenimento di rapporti improntati a trasparenza e collaborazione con i territori, gli enti e le istituzioni interessate, nonché iniziative di sviluppo commerciale che prevedano anche l'utilizzo di canali e modalità comunicative innovative. Da segnalare il continuo inserimento di risorse professionali che possiedono solide competenze scientifico-tecnologiche (STEM). Per supportare il percorso di crescita sostenibile è in atto un'attività formativa e sono stati individuati i Focal Point per supportare il processo di sempre maggiore integrazione dei principi di sostenibilità nei processi aziendali, contribuire alla definizione degli obiettivi del Piano di Sostenibilità, promuovere e valorizzare nuovi progetti di sostenibilità e favorire la circolazione di informazioni su tali tematiche.

Rischi normativi e regolatori

Il Gruppo A2A opera in settori fortemente regolamentati siano essi gestiti in regime di monopolio naturale (quali le infrastrutture di distribuzione e di trasporto dell'energia elettrica e del gas, il ciclo idrico integrato e il teleriscaldamento) o in regime di libero mercato (come l'attività di energy management, trading e vendita di vettori energetici e di altri servizi ai clienti).

La Legge di Bilancio 2018 ha, inoltre, esteso le competenze di regolazione e controllo dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI che ha cambiato nome in ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati.

Tra i fattori di rischio va, pertanto, considerata l'evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento.

A fronte di tali fattori di rischio, il Gruppo adotta una politica di monitoraggio e gestione del rischio normativo e regolatorio al fine di mitigarne, per quanto possibile, gli effetti attraverso un presidio articolato su più livelli, che prevede in primis il dialogo collaborativo con le istituzioni (ARERA, Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, Ministero della Transizione Ecologica) e con gli organismi tecnici del settore (Gestore dei Servizi Energetici, Gestore dei Mercati Energetici, Terna) nonché la partecipazione attiva ad associazioni di categoria e a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti.

Anche lo sguardo alla normativa europea, seguendo i lavori di Bruxelles tramite la partecipazione ai tavoli di Eurelectric e Cedec, permette di vedere "in anticipo" quello che sarà oggetto di recepimento nella legge italiana (in alcuni casi automatico come per i regolamenti).

Per affrontare tali problematiche, il vertice aziendale ha costituito un'apposita struttura organizzativa, denominata "Affari Regolatori e Concorrenza", ampliandone il mandato, rafforzandone il legame con il business e superando la visione per cui il rapporto con il regolatore debba essere interpretato come sola compliance o litigation.

È, inoltre, previsto un costante dialogo con le Business Units non solo per la simulazione degli impatti sull'attività corrente ma anche per la valutazione delle nuove iniziative.

Affari Regolatori e Concorrenza ha implementato, inoltre, strumenti di monitoraggio e controllo costantemente aggiornati (es. la Regulatory Review prodotta semestralmente o la Regulatory Agenda redatta in occasione del Budget/Piano), al fine di considerare i potenziali impatti della regolazione sulle società. La Struttura organizzativa presidia il rischio regolatorio anche per i Gruppi ACSM-AGAM e AEB al fine di monitorarne e gestirne in modo coordinato gli impatti.

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

- le norme che disciplinano le concessioni idroelettriche di grande derivazione a seguito della Legge n. 12/2019 che all'art. 11-quater ha disposto un riordino complessivo della materia dando alle Regioni un ruolo sempre più rilevante (per la Regione Lombardia si richiama la Legge Regionale n. 5/2020 come modificata dalla successiva Legge Regionale n. 19/2021);
- l'esito dei ricorsi presentati da alcuni operatori e da un'associazione di categoria per l'annullamento del DM MiSE 28 giugno 2019 e di tutti i connessi atti di ARERA e di Terna che hanno implementato la disciplina del capacity market;
- il rinnovo con cadenza annuale del regime di essenzialità per la centrale di San Filippo del Mela che non permette di avere una visione di medio periodo del futuro del sito;
- le gare inerenti all'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas;
- la cessazione delle concessioni del SII in capo alle società del Gruppo operanti nel settore e il loro trasferimento a titolo oneroso al Gestore Unico dell'ambito (con particolare riferimento nell'immediato ai comuni gestiti in via transitoria da A2A Ciclo Idrico nella provincia di Brescia e alla gran parte dei Comuni di ASVT in scadenza il 31 dicembre 2021);
- la certificazione dei risparmi energetici ed il conseguente rilascio di Certificati Bianchi da parte del Gestore dei Servizi Energetici;
- gli impatti sullo sviluppo del teleriscaldamento dovuti alla mancanza di uno strumento specifico di incentivazione e all'avvio della regolazione del settore da parte di ARERA solo per gli aspetti inerenti alla qualità commerciale e tecnica e non anche per il sostegno agli investimenti;
- le previsioni della Legge Concorrenza 2017 in materia di cessazione dei regimi di tutela dei prezzi per i clienti dei settori elettrico e del gas la cui data è stata ulteriormente prorogata per i clienti domestici elettrici al 1° gennaio 2024.

Tra i potenziali rischi si segnala la possibile reiterazione anche sul 2023 dei meccanismi di estrazione degli extra-profitti a carico degli operatori energetici attuati dal Governo nel 2022, rispettivamente, con:

- l'art. 15bis del DL Sostegni Ter che ha introdotto un meccanismo di restituzione a due vie sul prezzo dell'energia elettrica immessa da alcune tipologie di impianti rinnovabili (incluso anche l'idroelettrico esistente);
- e successivamente con art. 37 del DL Taglia-Prezzi (come modificato dal DL Aiuti) che ha introdotto una tassa del 25% sull'incremento del saldo tra le operazioni attive e le operazioni passive, riferito al periodo 1° ottobre 2021-30 aprile 2022 rispetto al saldo del corrispondente periodo del 2021. Il contributo è dovuto nei casi in cui il suddetto incremento sia superiore a 5 milioni di euro e non è dovuto se l'incremento è inferiore al 10%.

Da ultimo si segnala che, considerati i numerosi interventi dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato sui settori di interesse del Gruppo A2A (in termini di avvii di istruttorie per abuso di posizione dominante, per intese nonché di indagini conoscitive e moral suasion lato tutela dei consumatori) il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha approvato nella seduta del 20 giugno 2019 l'adozione del Programma di Compliance Antitrust con la conseguente nomina di un Responsabile per la sua attuazione mentre nella seduta del 20 gennaio 2020 l'adozione del Codice di Condotta Antitrust. Infine, in data 23 giugno 2020 è stata adottata una Linea Guida Antitrust che disciplina le regole di condotta che i dipendenti del Gruppo A2A devono osservare per evitare violazioni della normativa antitrust (documento disponibile sulla intranet aziendale). Nel frattempo sono proseguiti le sessioni di formazione al personale delle varie Business Units.

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

Rischi finanziari

Rischi di liquidità

Il rischio di liquidità riguarda la capacità del Gruppo di far puntualmente fronte ai propri impegni di pagamento. A presidio di tale rischio il Gruppo garantisce il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie, nonché di un "liquidity buffer" sufficiente a far fronte agli impegni inattesi. Al 30 giugno 2022 il Gruppo ha disponibilità liquide per complessivi 1.571 milioni di euro, oltre a linee di credito committed e di finanziamento disponibili ma non utilizzate per complessivi 1.535 milioni di euro.

La gestione del rischio liquidità è perseguita dal Gruppo anche attraverso un Programma di Emissioni Obbligazionarie (Euro Medium Term Note Programme) sufficientemente capiente da consentire al Gruppo un tempestivo ricorso al mercato dei Capitali. Al 30 giugno 2022 tale programma ammonta a 6 miliardi di euro, di cui 1.800 milioni di euro ancora disponibili.

La capacità del Gruppo di ottenere prestiti nei mercati bancari o finanziari dipende, tra l'altro, dalle condizioni di mercato prevalenti e dal rating del Gruppo al momento della necessità di finanziamento. Non vi è alcuna garanzia che il Gruppo sarà in grado di accedere a finanziamenti a condizioni uguali o migliori di quelle di cui gode attualmente.

Rischi legati al rispetto dei Covenants sul debito

Tale rischio sussiste qualora i contratti di finanziamento prevedano la facoltà da parte del soggetto finanziatore, al verificarsi di determinati eventi, di chiedere il rimborso anticipato del finanziamento, comportando quindi un potenziale rischio di liquidità in capo al Gruppo. Nella sezione "Altre Informazioni/Rischio rispetto covenants" della Relazione finanziaria semestrale sono illustrati nel dettaglio tali rischi relativi al Gruppo A2A. Nella medesima sezione sono inoltre elencati i finanziamenti che contengono covenants finanziari. Al 30 giugno 2022, non vi è alcuna situazione di mancato rispetto dei covenants delle società del Gruppo A2A.

Rischi sui tassi di interesse

Il rischio di tasso d'interesse è relativo all'incertezza associata all'andamento dei tassi d'interesse, le cui variazioni possono determinare, dato un certo ammontare e composizione del debito, un aumento degli oneri finanziari netti. L'esposizione al rischio riguarda sia la porzione di debito esistente a tasso variabile, sia l'eventuale accensione di nuovo debito. La volatilità degli oneri finanziari associata all'andamento dei tassi di interesse viene pertanto monitorata e mitigata tramite una politica di gestione del rischio tasso volta all'individuazione di un mix equilibrato di finanziamenti a tasso fisso e a tasso variabile e l'utilizzo di strumenti derivati di copertura che limitino gli effetti delle fluttuazioni dei tassi di interesse.

Per una maggiore comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse a cui è soggetto il Gruppo, semestralmente al 31 dicembre e al 30 giugno viene condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse. Nella sezione "Altre Informazioni/Rischio di tasso di interesse" della Relazione finanziaria consolidata sono illustrati gli effetti sulla variazione degli oneri finanziari e del fair value dei derivati conseguente ad una variazione della curva forward dei tassi di interesse di +/- 50 bps.

Rischi legati alle attività industriali e di business

Rischi di contesto macroeconomico

Le attività del Gruppo sono sensibili ai cicli congiunturali e alle condizioni economiche generali dei paesi in cui opera. Un rallentamento dell'economia potrebbe determinare, ad esempio, un calo dei consumi e/o della produzione industriale, avendo di conseguenza un effetto negativo sulla domanda di energia elettrica e degli altri vettori offerti dal Gruppo, compromettendone i risultati, le prospettive ed impedendo l'attuazione delle strategie di sviluppo programmate.

La prima parte dell'anno 2022 risente fortemente delle conseguenze economiche collegate al conflitto tra Ucraina e Russia, con incremento generalizzato dei prezzi delle commodities, dell'inflazione nonché tensioni sui mercati finanziari, sul credito e sulla *supply chain*; tale situazione potrebbe determinare un rallentamento rilevante delle economie europee, con impatti significativi sui redditi nazionali. Ciò vale in particolare per l'Italia, in collegamento anche alla forte dipendenza per la fornitura di materie prime dai paesi coinvolti nel conflitto.

L'attuale contesto dei mercati dell'energia nel quale si trovano ad operare gli impianti di produzione, con specifico riferimento a quelli termoelettrici, mostra segnali di consolidamento della ripresa economica in corso, anche in esito all'allentamento progressivo delle misure restrittive, a suo tempo adottate a livello nazionale ed internazionale, per far fronte all'emergenza COVID-19. Non si può però escludere che il quadro economico complessivo potrebbe conoscere future ulteriori fasi di deterioramento, con riferimento ad un possibile riacuirsi della pandemia nonché ad un prolungamento della crisi geopolitica in atto nell'est Europa, con potenziale incremento dei tempi di ripresa del sistema produttivo.

A presidio di ciò, si evidenzia come siano tuttora attive ed operanti tutte quelle misure, a suo tempo intraprese per gli impianti a ciclo combinato, finalizzate a garantirne flessibilità di esercizio, efficienza e disponibilità nei momenti in cui detti requisiti vengano loro richiesti.

Per gli anni a venire le proiezioni macroeconomiche prevedono la prosecuzione della ripresa degli scambi internazionali ed una moderata espansione della domanda interna, che dovrebbe consentire il graduale recupero del PIL. Le tensioni circa la riduzione o l'interruzione delle forniture di gas e petrolio dalla

Russia, legate al conflitto con l'Ucraina, potranno influire negativamente sul percorso di ripresa post-pandemia delle economie con particolare impatto su quelle occidentali. Gli effetti più o meno marcati dipenderanno dall'intensità e dalla durata della crisi.

Rischi legati ai prezzi delle commodities e dell'energia

Il Gruppo A2A, con riferimento alle caratteristiche dei settori in cui opera, è esposto al rischio scenario energetico, ovvero al rischio legato alle variazioni dei prezzi delle materie prime energetiche (energia elettrica, gas naturale) e dei prezzi dei permessi di emissione di CO₂ (EUAs). Variazioni significative, inattese e/o strutturali del prezzo delle commodities, soprattutto nel medio periodo, possono comportare una contrazione dei margini operativi del Gruppo e dei flussi di cassa.

Per mitigare questi rischi, il Gruppo ha approvato una Energy Risk Policy che disciplina le modalità con cui viene monitorato e gestito il rischio commodity ovvero il massimo livello di variabilità cui il risultato è esposto con riferimento all'andamento dei prezzi delle commodities energetiche. In coerenza con quanto previsto dalla Policy, vengono annualmente definiti ed approvati dal Consiglio di Amministrazione i limiti di rischio commodity del Gruppo.

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

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

Rischi di contesto socio-ambientale

Possibili azioni di opposizione (il cosiddetto fenomeno "Not In My Back Yard") alla presenza degli impianti promosse da alcuni portatori di interesse e amplificate attraverso l'uso dei social networks, dovute ad una percezione negativa di alcune attività (come quelle di recupero e smaltimento rifiuti) nei territori serviti, potrebbero ostacolare il regolare esercizio degli impianti esistenti nonché il processo autorizzativo di nuovi impianti (ad esempio quelli di recupero o smaltimento dei rifiuti e di conversione di impianti termoelettrici) e dunque la crescita pianificata dal Gruppo in alcune aree di business.

Per mitigare questo rischio il Gruppo ha istituito strutture organizzative dedicate al presidio dei rapporti istituzionali, con le comunità locali e con il territorio, al fine di instaurare e mantenere un dialogo collaborativo con i vari portatori di interesse. In tale quadro il Gruppo, al fine di costruire il consenso intorno alle proprie iniziative, partecipa a tavoli tecnici con interlocutori istituzionali a livello soprattutto locale nonché attraverso l'organizzazione dei forum multi-stakeholder pensati per promuovere il dialogo con il territorio. Il forum nasce con lo scopo di identificare delle soluzioni che possano rispondere in modo mirato ed efficace alle esigenze e alle aspettative dei portatori di interesse e che consentano di promuovere la sostenibilità ambientale, economica e sociale delle attività svolte dalle Società e dal Gruppo e dei servizi erogati sul territorio.

Rischi connessi ai cambiamenti climatici

Il Gruppo A2A ha in essere un sistema di identificazione, valutazione e gestione dei rischi connessi alle variazioni climatiche integrato nel processo di Enterprise Risk Management di Gruppo.

I rischi e le opportunità climatiche sono identificati in base a tre orizzonti temporali: di breve termine, corrispondente all'anno in corso e al successivo; di medio termine, corrispondente a 5 anni; di lungo termine, corrispondente a 10 o più anni, fino al 2030. La scelta di tali orizzonti è stata basata sull'analisi del contesto climatico, economico, energetico e normativo di riferimento.

I rischi climatici individuati per il Gruppo A2A sono il risultato della analisi di materialità effettuata considerando le categorie di rischio delineate dalle raccomandazioni della Taskforce on Climate-related Financial Disclosure (TCFD) e i business operati e i servizi offerti dal Gruppo.

Con riferimento a rischi climatici di tipo fisico (sia cronici che acuti), i pericoli connessi ai regimi di temperatura, vento, precipitazione e masse solide possono generare impatti per le Società del Gruppo in collegamento alla riduzione o sospensione dei servizi e a danni agli asset aziendali e/o a persone.

In particolare, le produzioni di energia idroelettrica e termoelettrica del Gruppo, il fabbisogno di energia elettrica degli utenti, le vendite di gas e calore per riscaldamento invernale e la continuità dei servizi di distribuzione di elettricità e di acqua potabile erogati dal Gruppo possono risentire delle variazioni

10 Rischi e incertezze

sfavorevoli nei parametri meteorologici e climatici, quali ad esempio la scarsità e la modifica del regime delle precipitazioni, le temperature particolarmente miti nella stagione invernale, le ondate di calore nella stagione estiva.

Cambiamenti nella disponibilità della risorsa idrica possono portare anche a conflitti tra i vari portatori di interesse nonché limitazioni all'esercizio degli impianti idroelettrici.

Questi fattori possono influenzare sfavorevolmente le produzioni, le vendite e la reputazione del Gruppo e determinare, di conseguenza, impatti economico-finanziari negativi.

Nell'ambito dell'attività di esercizio delle reti elettriche si conferma come particolarmente rilevante la tematica della continuità del servizio nei periodi caratterizzati da particolari condizioni climatiche, con specifico riferimento ad ondate di calore e/o precipitazioni particolarmente violente e concentrate, che interessino i territori serviti generando rischi di natura reputazionale in esito ad interruzioni prolungate nella erogazione del servizio.

Per mitigare questi rischi sono in corso numerose azioni:

- per garantire l'ottimale sfruttamento delle risorse idriche disponibili a scopo energetico, il Gruppo ha istituito delle strutture organizzative dedicate all'elaborazione di analisi e modelli ingegneristici a supporto della programmazione, sia di medio sia di breve termine, degli impianti idroelettrici; inoltre sono pianificati investimenti sia per ottimizzare l'utilizzo della risorsa idrica disponibile e derivata a scopo idroelettrico (pompage);
- con riferimento alla riduzione della domanda di energia termica da parte dell'utenza finale rispetto a quanto pianificato, il Gruppo ha istituito strutture organizzative aziendali dedicate al costante aggiornamento delle previsioni di domanda in relazione all'andamento atteso delle temperature. Inoltre, sono stati pianificati, sul lungo periodo, investimenti per ridurre i costi della produzione di calore grazie a recuperi termici, nonché di sviluppo delle reti di teleriscaldamento nell'ottica di ottimizzarne le modalità di distribuzione e di ampliare la base di clienti. Sono anche effettuati studi sulle politiche di sostegno degli investimenti per lo sviluppo e l'estensione delle reti nell'ambito del teleriscaldamento efficiente, nonché studi sulle alternative tecnologiche per il riscaldamento e partecipazione a tavoli di confronto con gli enti locali sugli obiettivi ambientali;
- con riferimento alla conduzione delle reti elettriche, oltre alle consuete attività di manutenzione, il Gruppo ha pianificato ed avviato il potenziamento degli interventi di razionalizzazione della magliatura delle reti stesse, la costruzione e messa in esercizio di nuove cabine primarie, un piano triennale per l'incremento della resilienza della rete in accordo con ARERA. Sono inoltre presenti presidi operativi di telecontrollo, avanzati strumenti tecnici di sicurezza, squadre di pronto intervento nonché specifici presidi per quelle infrastrutture che risultano maggiormente esposte a rischi di interruzione nella erogazione dei servizi;
- per garantire, anche sul lungo periodo, l'erogazione di acqua potabile in maniera continuativa, il Gruppo A2A monitora e mappa le perdite dalla rete idrica per individuare la priorità degli investimenti di contenimento delle stesse ed ha allo studio l'interconnessione degli acquedotti e la ricerca di nuove fonti di approvvigionamento idrico.

I fenomeni meteorologici estremi come alluvioni e smottamenti possono avere impatti negativi sugli asset del Gruppo (quali canali, dighe, impianti) così come su infrastrutture di terzi necessarie per la continuità delle attività del Gruppo (es. linee di trasmissione dell'energia elettrica). Questi fattori possono determinare danni diretti sugli asset e/o indiretti dovuti alla interruzione delle attività produttive. Per mitigare questo rischio il Gruppo ha attuato piani e procedure di gestione delle emergenze. Inoltre, sono state stipulate polizze assicurative che comprendono la copertura dei danni diretti e indiretti provocati dai fenomeni naturali.

Infine, il Gruppo è esposto ai rischi connessi alla transizione verso una economia a bassa intensità di carbonio che si esprime attraverso cambiamenti normativi, possibili conflitti per l'uso delle risorse, innovazione tecnologica, modifiche negli stili di consumo e delle aspettative degli stakeholder. Questi fattori, se non fossero tenuti in sufficiente considerazione nella definizione delle scelte strategiche del Gruppo, potrebbero determinare impatti economico-finanziari dovuti ad esempio al deprezzamento di asset industriali nonché a possibili ricadute reputazionali. In tale contesto, modifiche del quadro normativo dell'Emission Trading Scheme (EUAs) potrebbero comportare impatti sfavorevoli per il Gruppo.

Per contribuire al processo di decarbonizzazione il Gruppo si è impegnato a ridurre le proprie emissioni di CO₂ – sia dirette che indirette. Il Consiglio di Amministrazione ha infatti approvato un target per le emissioni complessive del Gruppo da raggiungere entro il 2030, obiettivo che è stato riconosciuto come Science Based Target, cioè in linea con il livello di decarbonizzazione richiesto per raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (limitare il riscaldamento globale a valori ben al di sotto di 2 °C sopra i livelli pre-industriali e proseguire gli sforzi per limitare il riscaldamento a 1,5 °C). Le principali strategie adottate dal

Gruppo per raggiungere l'obiettivo comprendono: la cessazione dell'utilizzo del carbone e dell'olio combustibile, l'aumento di efficienza e conseguente riduzione delle emissioni per gli impianti termoelettrici a gas naturale (cicli combinati), l'adozione di un piano strategico che prevede un ingente incremento della produzione energetica da fonte rinnovabile coerente col target, nonché l'utilizzo di energia proveniente interamente da fonte rinnovabile per i propri consumi. L'attuazione del piano di decarbonizzazione e il conseguimento dei relativi obiettivi non potrà prescindere dalle scelte strategiche in campo energetico intraprese a livello governativo per gestire la crisi energetica indotta dal conflitto Russia-Ucraina.

Rischi operativi dovuti al possesso e alla gestione degli impianti di produzione elettrica, di cogenerazione, di trattamento e recupero dei rifiuti nonché delle reti e impianti di distribuzione

Il Gruppo gestisce siti produttivi, infrastrutture e servizi operativamente e tecnologicamente complessi (centrali elettriche, dighe, impianti di recupero e smaltimento rifiuti, centrali di cogenerazione, reti di distribuzione per elettricità, gas, calore, servizi di raccolta rifiuti e igiene urbana, servizio integrato di erogazione di acqua potabile, ecc.). Guasti meccanici e/o elettrici accidentali, sedimenti strutturali, incendi, attacchi terroristici, nonché agitazioni sindacali potrebbero determinare danni agli asset e, nei casi pegiori, compromettere la capacità produttiva del Gruppo, nonché la possibilità di garantire la continuità dei servizi erogati. A ciò si aggiunga la potenziale difficoltà nel reperimento di materiali e forniture nell'ottica della effettuazione delle attività di manutenzione ordinaria di impianti ed infrastrutture. Per far fronte a tale difficoltà viene attuata una gestione delle scorte di materiali e del parco fornitori volta a garantire la disponibilità delle forniture necessarie.

Tutti questi fattori possono determinare anche incrementi dei costi, danni a terze parti, così come penali imposte dalle autorità competenti.

Per mitigare questi rischi il Gruppo realizza strategie di gestione preventiva volte a ridurre le probabilità di accadimento delle cause e/o finalizzate ad attenuarne gli impatti. Inoltre, il Gruppo ha in essere investimenti volti a garantire il costante aggiornamento tecnologico e adeguati livelli manutentivi degli impianti, piani e procedure per la gestione delle emergenze nonché una procedura di gestione delle crisi che prevede la istituzione di comitati interdisciplinari di gestione, organizzati sia a livello di Gruppo sia di Business Unit e tra loro coordinati. È in corso anche l'attività di strutturazione del Business Continuity Plan per il Gruppo A2A.

Si rileva come non si siano riscontrate, ad oggi, criticità nella erogazione dei servizi in collegamento al persistere dell'emergenza sanitaria.

Per coprire i rischi residuali, il Gruppo ha stipulato polizze assicurative a copertura dei danni diretti e indiretti che potrebbero manifestarsi. Nell'ambito del contratto assicurativo vengono condotti periodicamente (ogni tre anni) sopralluoghi sugli impianti e raccomandati/verificati interventi di miglioramento della sicurezza degli asset e di loss prevention.

Rischi di information technology e di operational technology

Le attività del Gruppo A2A sono gestite attraverso sistemi informativi e reti sia IT (Information Technology) sia OT (Operational Technology) che supportano i principali processi aziendali, siano essi operativi, amministrativi o commerciali. In particolare, il Gruppo utilizza sistemi informatici per registrare, elaborare e sintetizzare informazioni finanziarie e risultati delle attività a fini di rendicontazione interna, nonché per ottemperare ai requisiti normativi, legali e fiscali. Inoltre, il Gruppo raccoglie e archivia, presso Data Center, dati sensibili tra cui proprietà intellettuale, informazioni commerciali e informazioni personali di clienti, fornitori di servizi e dipendenti. Il funzionamento di questi sistemi e reti informatiche e tecnologiche, nonché la capacità di elaborazione e di conservazione di questi dati in modo sicuro, sono fondamentali per le attività del Gruppo.

L'aumento delle minacce alla sicurezza della infrastruttura informatica, anche per effetto dell'utilizzo di strumenti personali a seguito della remotizzazione del lavoro, e forme di criminalità informatica sempre più sofisticate, rappresentano un rischio per la sicurezza dei sistemi e delle reti del Gruppo e per la riservatezza, la disponibilità e l'integrità dei suoi dati. Una violazione della sicurezza potrebbe esporre il Gruppo, i propri clienti, i fornitori di servizi ed i dipendenti a rischi di uso improprio di informazioni o sistemi, compromissione di informazioni riservate, perdita di risorse finanziarie, manipolazione e distruzione di dati ed interruzioni operative. Tutti questi fattori potrebbero incidere negativamente sulla reputazione, sulla posizione competitiva, sulle attività e sui risultati del Gruppo; le violazioni della sicurezza potrebbero anche comportare controversie, sanzioni pecuniarie e interdittive, nonché costi operativi e di altra natura.

Per mitigare questo rischio sono in atto nel Gruppo numerose azioni: politiche e procedure interne, strumenti di segregazione degli accessi alle informazioni, specifiche policy relative all'utilizzo dei dispositivi mobili, valutazioni inerenti la vulnerabilità dei sistemi e degli applicativi, software specifici per la ricerca

di malware, attività di formazione per aumentare la consapevolezza dei dipendenti, attività periodica di IT Security risk assessment per identificare gli applicativi più critici. Inoltre, sono state attuate riorganizzazioni aziendali finalizzate, tra le altre cose, a garantire una gestione integrata ed olistica della sicurezza aziendale per tutti gli asset, sia fisici che digitali; continuo miglioramento del Security Operations Center al fine di aumentare l'efficacia del monitoraggio delle minacce, nonché interventi specifici per mitigare i rischi emergenti, anche a seguito del consistente utilizzo della modalità di lavoro da remoto.

Le eventuali inadeguatezze, frammentazioni, indisponibilità e/o malfunzionamenti degli applicativi potrebbero compromettere la capacità del Gruppo di operare nei tempi e modi prestabiliti. Questi fattori potrebbero comportare una perdita di reputazione verso i clienti, nonché impatti economico finanziari. Per mitigare questo rischio sono in corso attività di rinnovamento delle piattaforme esistenti, ovvero piani di razionalizzazione degli applicativi in uso, in particolare per le piattaforme di Customer Relationship Management e di fatturazione a supporto delle attività commerciali. In particolare, è stato effettuato un assessment orientato alla individuazione degli applicativi obsoleti ma modernizzabili e recuperabili, nonché le piattaforme da sostituire per razionalizzare la "ICT Enterprise Architecture".

Inoltre, sussiste il rischio di possibili interruzioni rilevanti e prolungate dei sistemi informativi e delle infrastrutture aziendali a seguito di potenziali eventi (naturali e non) che le colpiscono, con conseguenze, potenzialmente anche critiche, sulla capacità del Gruppo di mantenere la continuità di funzionamento dei propri sistemi. Per mitigare questo rischio, il Gruppo ha messo a punto e sta ultimando il piano di Disaster Recovery, che prevede l'attuazione di una cloud strategy di Gruppo per rendere maggiormente fruibili e resilienti i sistemi informativi aziendali. Il piano è fondato sulla presenza di due Data Center, dotati di elevati livelli di sicurezza in termini di continuità del servizio nonché sull'implementazione di soluzioni di backup dei dati.

Infine, è in fase di completamento il progetto finalizzato a garantire la business continuity aziendale: sono stati individuati i processi critici ed è in fase di realizzazione un Sistema di Gestione della Continuità Operativa - SGCO - anche con l'obiettivo di conseguire la certificazione ISO 22301.

Rischi di salute e sicurezza

Il manifestarsi di tali rischi può avvenire sia in caso di accadimento incidenti o di infortuni gravi o gravissimi che interessino i dipendenti (nonché i lavoratori delle ditte appaltatrici e/o i terzi) sia in caso del manifestarsi di malattie professionali. Tali rischi sono connessi alle attività del Gruppo quali, ad esempio, quelle legate ai servizi operativi sul territorio ed allo svolgimento dei processi di esercizio e manutenzione presso gli impianti.

Il manifestarsi di tali rischi può comportare perdita di reputazione, nonché procedimenti penali, civili e/o amministrativi per violazioni alla normativa, e/o sanzioni, costi per risarcimenti e/o aumento dei premi assicurativi nonché, nei casi peggiori, interruzione dell'operatività degli impianti, con conseguenti impatti economico-finanziari negativi per il Gruppo.

Per mitigare questi rischi il Gruppo ha istituito strutture organizzative dedicate alla gestione degli aspetti di Salute e Sicurezza presso la capogruppo nonché presso le Business Units, le singole Società ed i principali impianti. Inoltre, il Gruppo mantiene attivi i Sistemi di Gestione per la Salute e la Sicurezza certificati secondo lo standard ISO 45001, per la capogruppo A2A e per la maggior parte delle Società controllate. Le principali società del Gruppo che operano nel settore della raccolta e igiene urbana e che sono particolarmente esposte al rischio di incidenti stradali sono certificate secondo lo standard ISO 39001 sulla sicurezza stradale. Oltre ai piani di formazione obbligatoria specifica per ogni ruolo e incarico aziendale, sono stati attuati ed estesi progressivamente, anche a tutte le Business Units, programmi di formazione "Leadership in Health and Safety – LiHS", che prevedono, a tutti i livelli, un coinvolgimento emotionale sul tema della sicurezza e la diffusione della cultura della sicurezza tramite persone leader individuate all'interno delle aree operative.

In relazione alla pandemia COVID-19, stante l'attuale quadro normativo il Gruppo sta adottando scrupolosamente le prescrizioni e i protocolli previsti dalle vigenti normative e linee guida emanate dagli enti competenti nonché favorendo il lavoro da remoto.

Rischi ambientali

Il manifestarsi di tali rischi può avvenire come conseguenza sia di incidentalità nei processi produttivi sia di particolari caratteristiche del business svolto dal Gruppo che può portare a reazioni da parte dell'opinione pubblica circa presunte ricadute sull'ambiente e/o sulla salute delle popolazioni residenti. Tali rischi sono connessi, ad esempio, allo smaltimento dei residui di produzione, alle emissioni conseguenti ai processi produttivi, alla gestione delle attività di raccolta, stoccaggio, trattamento e smaltimento rifiuti, alla depurazione delle acque, alla gestione delle attività di svuotamento e manutenzione degli invasi di raccolta delle risorse idriche destinate alla produzione di energia elettrica, ecc. Tutti questi fattori possono potenzialmente comportare perdita di reputazione, procedimenti penali, civili e amministrativi, sanzioni,

costi di risanamento e ripristino ambientale nonché, nei casi peggiori, interruzione dell'operatività degli impianti con conseguenti impatti economico-finanziari negativi per il Gruppo.

Si segnala inoltre che l'eventuale emanazione di modifiche al corpo normativo esistente potrebbe comportare costi ed investimenti per garantire il rispetto delle nuove prescrizioni nonché impatti operativi su alcune attività industriali.

Per mitigare questi rischi il Gruppo, oltre a realizzare sistemi tecnici e tecnologici di prevenzione e riduzione dell'inquinamento presso le varie realtà industriali in ottemperanza alle normative di settore ed in accordo alle migliori tecniche disponibili, ha istituito strutture organizzative dedicate alla gestione degli aspetti di Ambiente presso la capogruppo nonché presso le Business Units, le singole società e i principali impianti. Il Gruppo, inoltre, mantiene attivi i Sistemi di Gestione Ambientale certificati secondo lo standard ISO 14001 per la capogruppo A2A e per le principali Società. Per alcuni siti sono anche in essere le registrazioni secondo il regolamento europeo EMAS.

Con specifico riferimento alla gestione delle discariche del Gruppo anche in gestione post-operativa si evidenzia come vengano regolarmente effettuate attività di monitoraggio dei valori degli inquinanti in falda ed invio delle relazioni riepilogative agli enti di riferimento, frequenti sono i controlli svolti da ARPA nonché l'esecuzione di audit interni e da parte di certificatori esterni per il mantenimento, tra le altre, della aderenza alla norma UNI EN ISO 14001.

A copertura del rischio ambientale residuale, il Gruppo A2A ha stipulato un'assicurazione contro i danni da inquinamento, sia di tipo accidentale sia graduale cioè sia per eventi originati da un fatto improvviso ed imprevedibile sia in caso di danno ambientale connaturato con l'esercizio continuativo delle attività. Il Gruppo è inoltre attivo nel monitoraggio della normativa in itinere nonché presente sui tavoli tecnici indetti dalle associazioni con lo scopo di evidenziare le eventuali criticità legate all'evoluzione normativa.

Attestazione del bilancio
semestrale abbreviato
ai sensi dell'art. 154-bis
comma 5 del D.Lgs. 58/98

11 Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis comma 5 del D.Lgs. 58/98



Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis comma 5 del D. Lgs. 58/98

1. I sottoscritti Renato Mazzoncini, in qualità di Amministratore Delegato di A2A S.p.A., e Fabio Luigi Colombo, in qualità di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di A2A S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n.58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione

delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato nel corso del primo semestre del 2022.

2. Si attesta, inoltre, che:

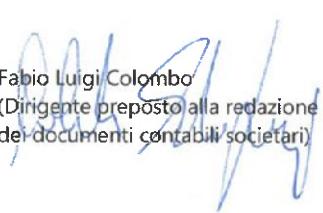
2.1 il bilancio semestrale abbreviato:

- a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
- b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
- c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

2.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Milano, 29 luglio 2022


Renato Mazzoncini
(Amministratore Delegato)


Fabio Luigi Colombo
(Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari)

A2A S.p.A.

Sede legale:
Via Lamarmora, 230
25124 Brescia
Tel. +39 030 3553.1
Fax +39 030 3553.204

Sede direzionale e amministrativa:
Corso di Porta Vittoria, 4 • 20122 Milano
Tel. +39 02 7720.1 • Fax +39 02 7720.3920
E-mail info@a2a.eu • PEC a2a@pec.a2a.eu
Web www.a2a.eu

Capitale Sociale euro 1.629.110.744,04 iv.
codice fiscale, partita IVA e n. iscrizione
Registro Imprese Brescia 11957540153
REA Brescia n. 493995

12

Relazione
della Società
di Revisione

12 Relazione della Società di Revisione



EY S.p.A.
Via Meravigli, 12
20123 Milano

Tel: +39 02 722121
Fax: +39 02 722122037
ey.com

Relazione di revisione contabile limitata sulla relazione finanziaria semestrale consolidata

Agli Azionisti della
A2A S.p.A.

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata della relazione finanziaria semestrale consolidata, costituita dalla situazione patrimoniale-finanziaria consolidata, dal conto economico consolidato, dal conto economico complessivo consolidato, dal prospetto delle variazioni dei conti di patrimonio netto consolidato, dal rendiconto finanziario consolidato e dalle relative note illustrate della A2A S.p.A. e controllate (Gruppo A2A) al 30 giugno 2022. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione della relazione finanziaria semestrale consolidata in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. È nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sulla relazione finanziaria semestrale consolidata sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata della relazione finanziaria semestrale consolidata consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sulla relazione finanziaria semestrale consolidata.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che la relazione finanziaria semestrale consolidata del Gruppo A2A al 30 giugno 2022 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Milano, 2 agosto 2022

EY S.p.A.

Paolo Zocchi
(Revisore Legale)

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Meravigli, 12 – 20123 Milano
Sede Secondaria: Via Lombardia, 31 – 00187 Roma
Capitale Sociale Euro 2.525.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la CGIA di Milano Monza Brianza Lodi
Codice fiscale e numero di Iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. di Milano 606158 - P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited