

2021

Relazione Finanziaria Semestrale

Al 30 giugno 2021



a2a
LIFE COMPANY



Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2021

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

Indice

Organi 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 2021	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	37
3.3 Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2021	43
3.4 Evoluzione prevedibile della gestione	44
4 Prospetti contabili consolidati	
4.1 Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata	46
4.2 Conto economico consolidato	48
4.3 Conto economico complessivo consolidato	49
4.4 Rendiconto finanziario consolidato	50
4.5 Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato	52
4.6 Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria con evidenza dell'effetto del primo consolidamento delle acquisizioni 2021	54
4.7 Dettaglio effetto economico consolidamento nuove acquisizioni 2021	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 illustrative 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 illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria	78
5.11 Indebitamento finanziario netto	99
5.12 Note illustrative alle voci di Conto economico	101
5.13 Risultato per azione	109
5.14 Nota sui rapporti con le parti correlate	110
5.15 Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006	113
5.16 Garanzie ed impegni con terzi	115
5.17 Altre informazioni	116

6	Allegati alle Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale	
6.1	1. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni materiali	144
6.2	2. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali	146
6.3	3. Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato	148
6.4	4. Elenco delle partecipazioni in società valutate col metodo del Patrimonio netto	156
6.5	5. Elenco delle partecipazioni in altre imprese	159
7	Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A	
7.1	Business Unit Generazione e Trading	162
7.2	Business Unit Mercato	167
7.3	Business Unit Ambiente	172
7.4	Business Unit Reti	176
8	Scenario e Mercato	
8.1	Quadro macroeconomico	192
8.2	Andamento del mercato energetico	195
9	Risultati per settore di attività	
9.1	Risultati per settori di attività	198
9.2	Business Unit Generazione e Trading	200
9.3	Business Unit Mercato	203
9.4	Business Unit Ambiente	206
9.5	Business Unit Reti	209
9.6	Corporate	213
10	Rischi e incertezze	
10.1	Rischi e incertezze	216
11	Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis comma 5 del D.Lgs. 58/98	226
12	Relazione della Società di Revisione	228



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" precisate nel seguente schema individuate a seguito della riorganizzazione effettuata dal management:

Generazione e Trading

- Impianti termoelettrici, idroelettrici ed altre rinnovabili
- Energy Management

Mercato

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

Ambiente

- Raccolta e spazzamento
- Trattamento
- Smaltimento e recupero energetico

Reti

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

Corporate

- Servizi corporate



La suddivisione in Business Units riflette la struttura della reportistica che periodicamente viene analizzata dal management e dal Consiglio di Amministrazione al fine di gestire e pianificare il business del Gruppo.

Business Units

Aree geografiche
di attività

Struttura del
Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al
30 giugno
2021

Azionariato

A2A S.p.A.
in Borsa

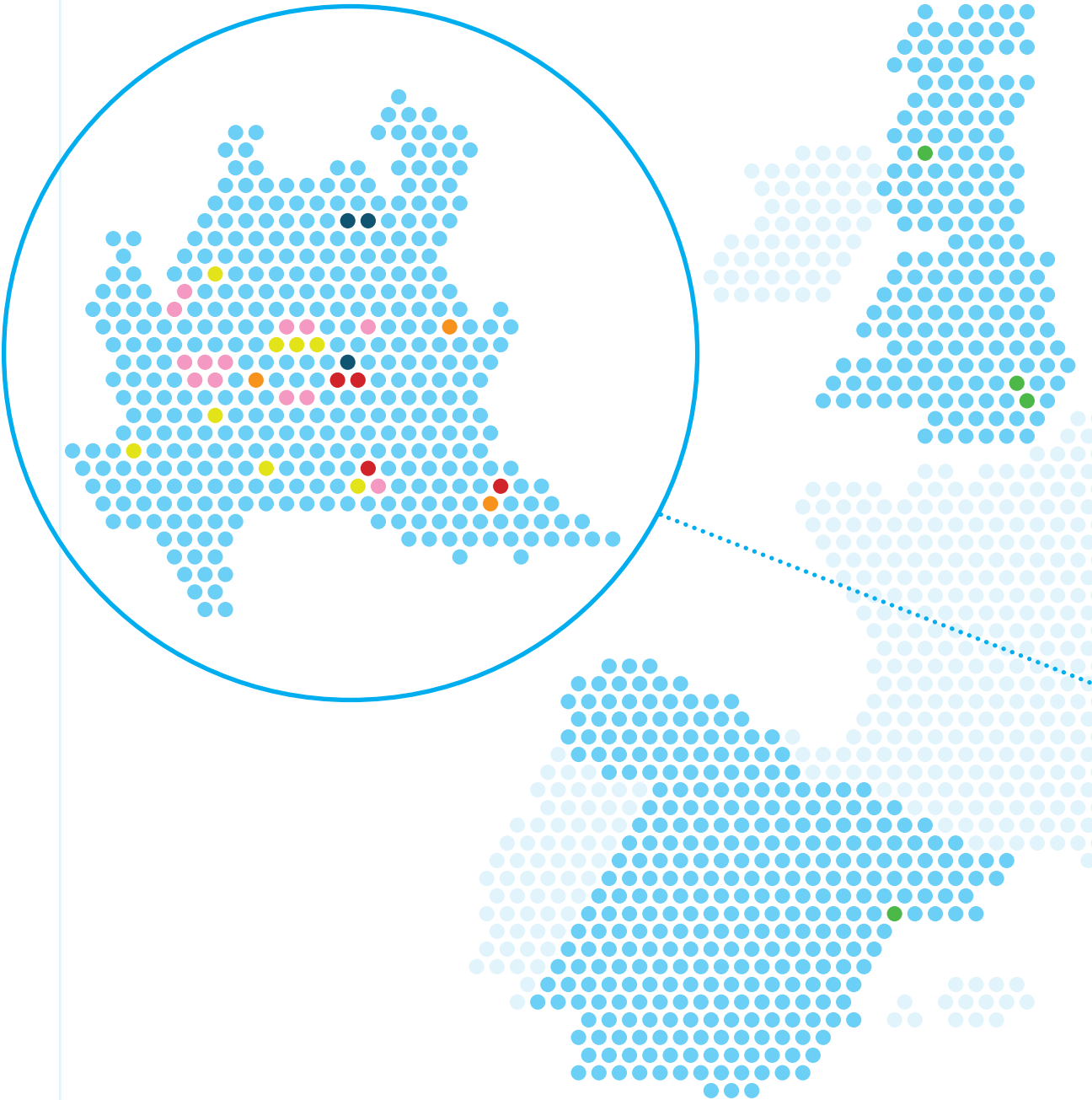
Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

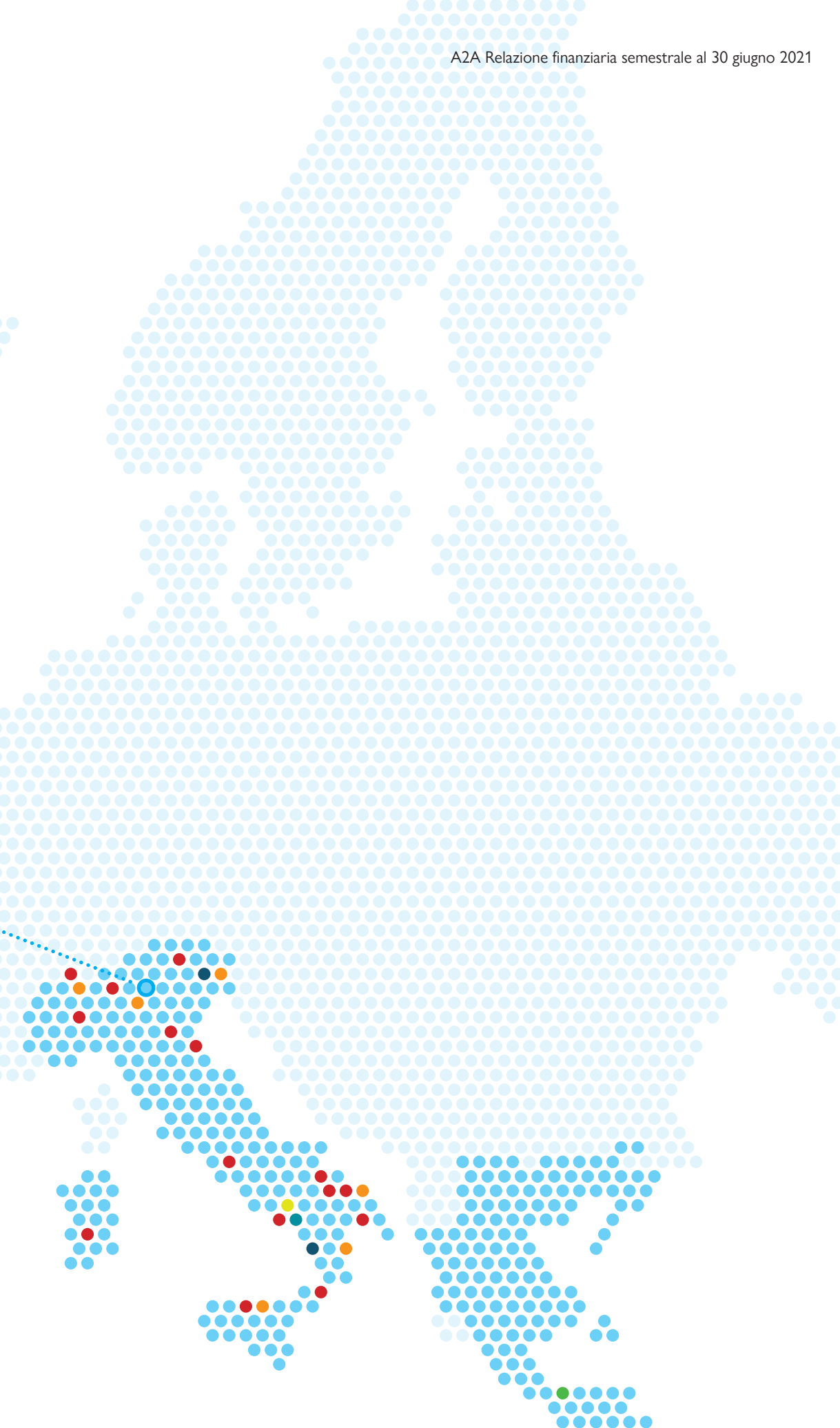


1.2 Aree geografiche di attività

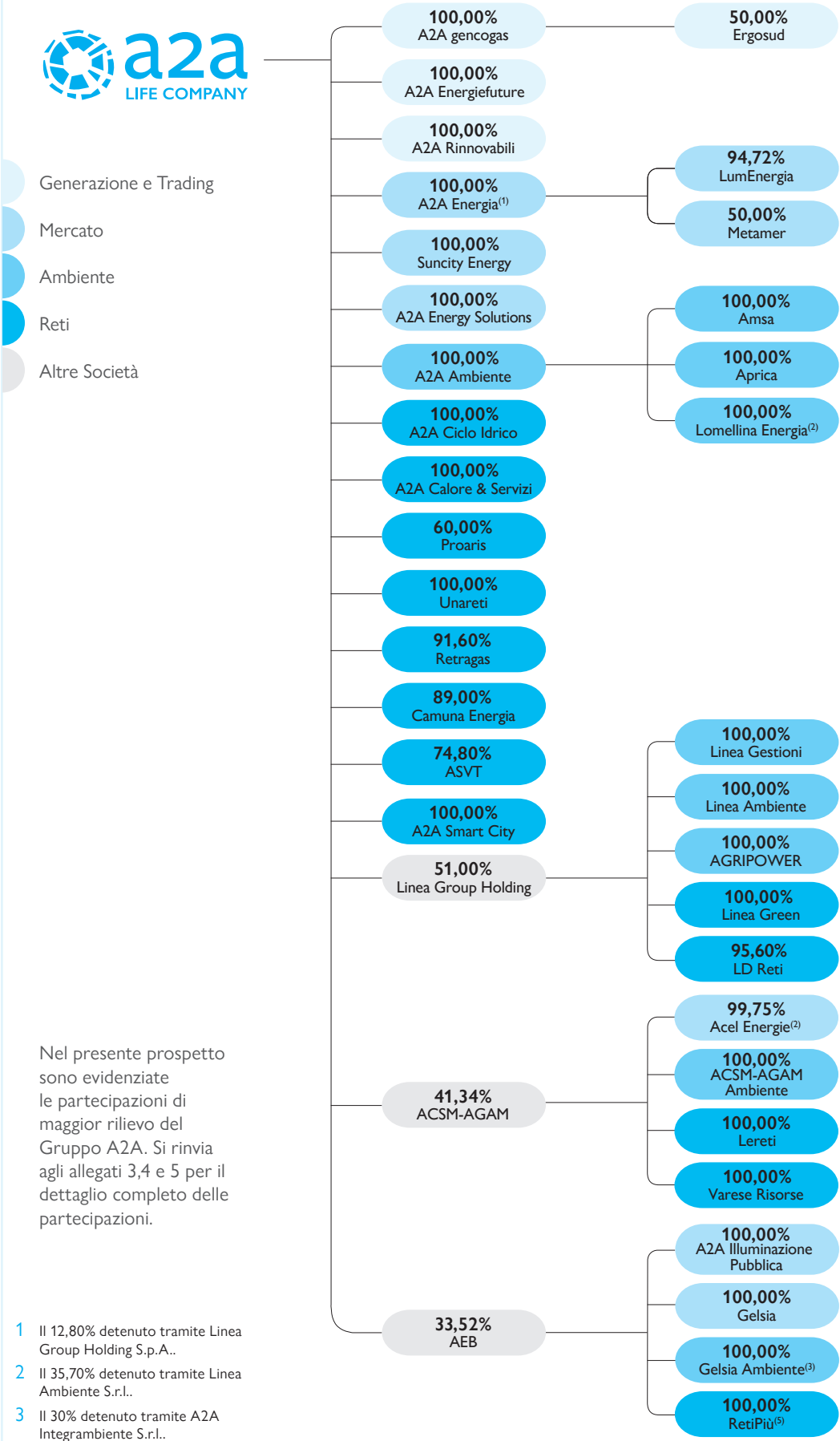
- Impianti idroelettrici
- Impianti termoelettrici
- Impianto di cogenerazione
- Impianti di trattamento rifiuti
- Impianti fotovoltaici
- Impianti eolici
- Partnership tecnologiche

Aggiornata al 30.06.2021





1.3 Struttura del Gruppo



1.4 Principali indicatori finanziari al 30 giugno 2021 (**)



RICAVI
4.060
milioni di euro



MARGINE OPERATIVO LORDO
690
milioni di euro



RISULTATO DEL PERIODO
340
milioni di euro

Dati economici

milioni di euro	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020
Ricavi	4.060	3.181
Costi operativi	(2.991)	(2.267)
Costi per il personale	(379)	(355)
Margine operativo lordo	690	559
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(335)	(278)
Risultato operativo netto	355	281
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	-
Gestione finanziaria	(26)	(38)
Risultato al lordo delle imposte	329	243
Oneri per imposte sui redditi	41	(78)
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	-	(2)
Risultato di pertinenza di terzi	(30)	(9)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	340	154
Margine operativo lordo/Ricavi	17,0%	17,6%

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

Dati patrimoniali

milioni di euro	30 06 2021	31 12 2020
Capitale investito netto	7.924	7.588
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	4.179	4.116
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.745)	(3.472)
Posizione finanziaria netta consolidata/Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,90	0,84
Posizione finanziaria netta consolidata/EBITDA	5,4	2,9

Dati finanziari

milioni di euro	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020
Flussi finanziari netti da attività operativa	508	100
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(626)	(323)
Free cash flow (dato Rendiconto finanziario)	(118)	(223)

Scenario energetico

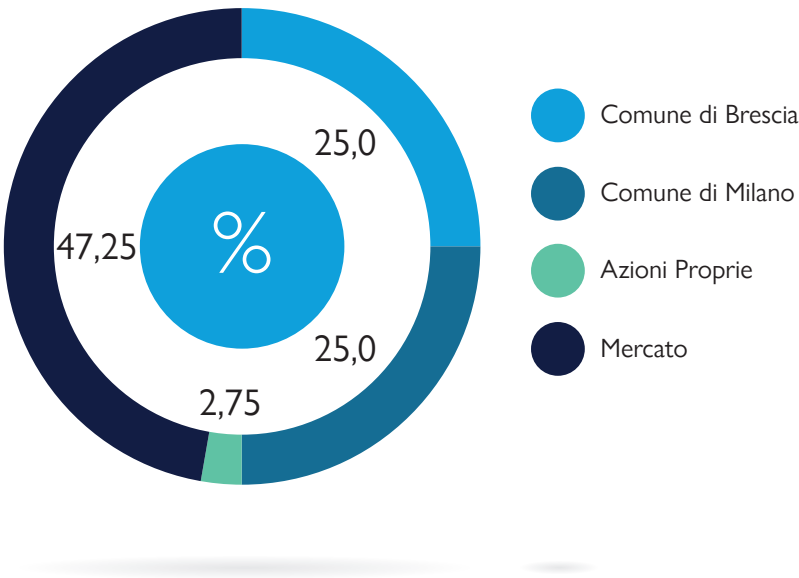
	30 06 2021	30 06 2020
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Baseload (Euro/MWh)	66,9	32,2
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Peakload (Euro/MWh)	73,9	35,6
Prezzo medio del gas al PSV(*) (Euro/MWh)	21,8	9,2
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS(**) (Euro/tonn)	43,8	22,1

(*) prezzo del gas di riferimento per il mercato italiano
(**) EU Emissions Trading System

Principali indicatori operativi del Gruppo

	30 06 2021	30 06 2020
Generazione e Trading		
Produzione termoelettrica (GWh)	6.126	4.882
Produzione idroelettrica (GWh)	2.135	1.912
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	7.072	6.253
EE venduta in Borsa (GWh)	7.933	6.689
Mercato		
EE venduta a clienti retail (GWh)	8.594	6.996
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.290	1.192
di cui POD Energia Elettrica Mercato Libero	876	731
Gas venduto a clienti retail (Mmc)	1.479	1.235
PDR Gas (#/1000)	1.592	1.495
di cui PDR Gas Mercato Libero	900	773
Ambiente		
Rifiuti raccolti (Kton)	928	806
Residenti serviti (#/1000)	4.172	3.669
Rifiuti smaltiti (Kton)	1.754	1.609
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	1.057	955
Reti		
EE distribuita (GWh)	5.632	5.061
Gas distribuito (Mmc)	1.957	1.618
Acqua distribuita (Mmc)	36	36
RAB Energia Elettrica (M€)	753	667
RAB Gas (M€)	1.565	1.431
Vendita calore (GWht)	1.823	1.568
Produzione cogenerazione (GWh)	154	183

1.5 Azionariato (*)



(*) Fonte CONSOB per le quote superiori al 3% (aggiornamento al 30/06/2021).

Dati societari di A2A S.p.A.

	30 06 2021	31 12 2020
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)	86.154.895	23.721.421

1.6 A2A in Borsa

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

Capitalizzazione al 30 giugno 2021 (milioni di euro)	5.401	
Capitale sociale al 30 giugno 2021 (azioni)	3.132.905.277	
	Primi sei mesi 2021	Ultimi 4 trimestri
Capitalizzazione media (milioni di euro)	4.858	4.355
Volumi medi giornalieri (azioni)	13.078.338	11.530.668
Prezzo medio (euro per azione)	1,55	1,39
Prezzo massimo (euro per azione)	1,79	1,79
Prezzo minimo (euro per azione)	1,31	1,07

Fonte: Bloomberg

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

Il 26 maggio 2021 A2A ha distribuito un dividendo pari a 0,08 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 etici

FTSE4Good
ECPI Europe ESG Equity
ECPI Global Clean Energy
Ethibel Sustainability Index Excellence Europe
EURO STOXX Sustainability Index
Euronext Vigeo Index: Eurozone 120
Standard Ethics Italian Index
Bloomberg Gender Equality Index

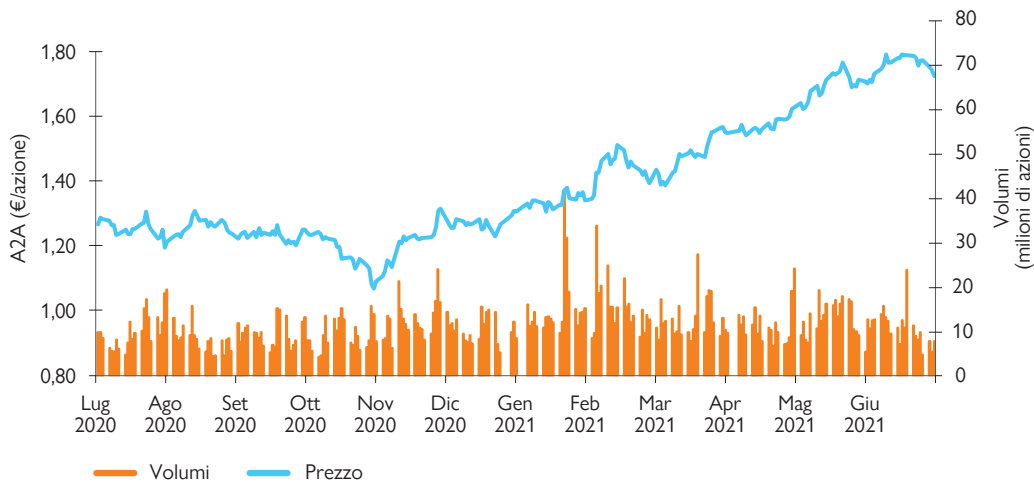
Fonte: Bloomberg e informazioni societarie

Nel 2020 A2A ha ottenuto i seguenti rating etici:

- A nel questionario MSCI ESG
- A- nel questionario CDP Climate Change
- B- nel questionario CDP Water
- A- nell'ESG assessment di Refinitiv

Nel 2021 A2A ha ottenuto i rating “EE” da Standard Ethics e “Advanced” da Vigeo. A2A è inoltre inclusa nell'Ethibel Excellence Investment Register, nell'Ethibel Pioneer Investment Register e nella CDP Supplier Engagement Leaderboard.

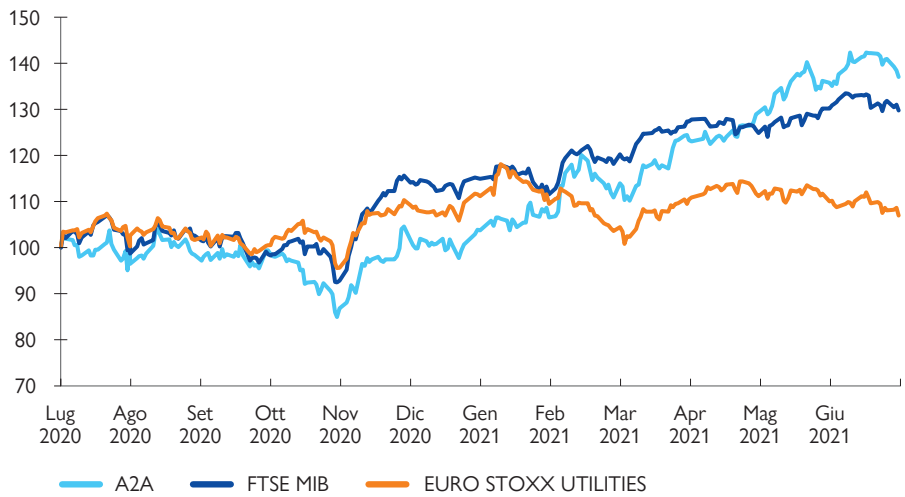
A2A: prezzo e volumi



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 30 giugno 2020 = 100)

Volatilità storica degli ultimi 4 trimestri
A2A: 24,4%
FTSE MIB: 18,9%



Fonte: Bloomberg

Rating

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

Fonti: agenzie di rating

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 2020, mentre per la Situazione patrimoniale-finanziaria i valori comparativi fanno riferimento al 31 dicembre 2020.

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 scariche;
- benefici a dipendenti.

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

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

Capitale di funzionamento

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

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

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

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

Capitale investito/Capitale investito netto

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

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

Fonti di copertura

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

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 ai sensi della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 ed in conformità con la Raccomandazione ESMA/31-62-1426.

Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali

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

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

Gli investitori non dovrebbero fare eccessivo affidamento su questi AIP e non dovrebbero considerare tutti gli AIP come: (i) un'alternativa all'utile operativo o all'utile netto così come calcolati in conformità agli IFRS; (ii) una valutazione della capacità del Gruppo di rispondere alle esigenze di cassa alternativa a quella desumibile dal cash flow da attività operativa, di investimento o da attività di finanziamento (così come determinati in accordo con gli IFRS); oppure (iii) un'alternativa a qualsiasi altro indicatore di performance previsto dagli IFRS. Questi indicatori alternativi di performance derivano dalla informativa finanziaria storica del Gruppo A2A e non hanno lo scopo di fornire indicazioni relative a future performance finanziarie, posizioni finanziarie o cash flow del Gruppo stesso. Inoltre questi AIP sono stati calcolati in maniera omogenea in tutti i periodi.



2

Gestione responsabile della sostenibilità e finanza sostenibile



2.1 Gestione responsabile della sostenibilità e finanza sostenibile

Nel 2021 la sostenibilità – oltre a essere rimasta al centro delle politiche internazionali e del sentire comune come fattore cruciale per una crescita “felice”, fatta di rispetto per l’ambiente, di uguaglianza sociale e di sviluppo inclusivo, che non lasci indietro nessuno – ha rappresentato l’unica risposta possibile per soddisfare il desiderio e la necessità di tornare a una vita più o meno “normale”, senza disperdere quanto di buono ci ha insegnato la fase emergenziale della pandemia da COVID-19. L’Unione Europea, dal canto suo, con il Bilancio a lungo termine e il Next Generation EU – il più grande pacchetto di misure di stimolo che abbia mai finanziato – ha messo a disposizione dei Paesi membri oltre 2.000 miliardi di euro¹ per riparare ai danni provocati dalla pandemia da COVID-19, oltre 800² di questi (il Next Generation EU) sono stati destinati a rendere l’Europa verde – tradotto nel linguaggio della Life Company, azzurra – digitale e resiliente, nella piena consapevolezza che ormai lo sviluppo sostenibile sia l’unico modello possibile.

Il nuovo Piano Strategico di A2A, presentato il 20 gennaio del 2021, ha abbracciato in toto le ambizioni UE, facendole proprie. Un piano di lungo periodo – al 2030 – che prevede uno sviluppo fondato su due elementi cruciali per il futuro di tutti: la transizione energetica, ovvero la produzione e l’utilizzo di energia pulita, accelerando la decarbonizzazione e favorendo l’elettrificazione dei consumi; e l’economia circolare che per A2A significa generare sempre nuove risorse sotto forma di materia ed energia, riducendo gli sprechi per proteggere l’ambiente e preservare le risorse del Pianeta.

Questo Piano rappresenta la nostra “decade of action”, un piano ambizioso caratterizzato da investimenti al 90% in linea con gli obiettivi dell’Agenda 2030 dell’Onu, con l’obiettivo di dare un contributo concreto allo sviluppo sostenibile del Paese.

Il 29 aprile del 2021 è stato presentato all’Assemblea degli azionisti di A2A il quinto Bilancio Integrato del Gruppo, che per il quarto 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). In questa edizione, in linea con la nuova Strategia, è stato pubblicato un nuovo e sfidante 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 la prima volta, 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. L’allineamento è stato valutato positivamente anche dal CDSB (Climate Disclosure Standard Board) – l’organizzazione internazionale che riunisce le principali organizzazioni di business e ambientaliste e che lavora per promuovere l’integrazione della disclosure TCFD all’interno dei corporate reporting.

Grazie alla nuova strategia di lungo periodo e alla continua tensione di A2A ad allineare la propria rendicontazione ai più alti standard internazionali, nei primi mesi del 2021, A2A ha visto confermata da parte di Standard Ethics – per il terzo anno consecutivo – la valutazione positiva del proprio rating, EE (Strong) nel breve periodo, e confermato il rating di medio periodo EE+ (Very Strong). Inoltre a marzo l’outlook di A2A è stato innalzato da “Stabile” a “Positivo”. La società è stata confermata nei sei indici etici in cui è inclusa (FTSE4Good Index, ECPI Indices, Ethibel Sustainability Index Excellence Index, EURO STOXX Sustainability Index, Euronext Vigeo Index, Eurozone 120, Standard Ethics Italian Index). Infine, nei primi mesi dell’anno, è stata inclusa per la prima volta anche nel Gender Equality Index di Bloomberg.

Queste conferme si devono sia alla nuova politica di emissioni del Gruppo A2A, che ha reso ancor più ambiziosi gli obiettivi di decarbonizzazione, allineandoli all’Accordo sul Clima di Parigi del 2015, sia all’attenzione data dal Gruppo anche ad altri temi fondamentali come la Diversity.

Il primo semestre dell’anno ha poi visto A2A accelerare nello sviluppo di prodotti di Finanza Sostenibile. Nel mese di maggio è stato pubblicato il nuovo Sustainable Finance Framework, l’insieme di linee guida che rafforzano il legame fra strategia finanziaria e strategia sostenibile del Gruppo.

1 Questo importo è espresso a prezzi correnti. Equivale a 1.800 miliardi di euro a prezzi del 2018.
Fonte https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_it

2 Questo importo è espresso a prezzi correnti. Equivale a 750 miliardi di euro a prezzi del 2018.
Fonte https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_it

Con questo aggiornamento - rispetto al precedente Green Financing Framework del 2019 - A2A è fra i primi emittenti del settore, e il primo in Italia, ad adottare un Framework che combina due approcci: il Green Use of Proceeds, che consente la massima trasparenza circa l'utilizzo dei proventi per specifici progetti, e la nuova componente Sustainability-Linked, che permette una lettura complessiva della strategia di Gruppo.

Nel Framework è stato infatti individuato ed inserito un set di Key Performance Indicators (KPIs) che riflette i due pilastri del piano strategico di A2A, transizione energetica ed economia circolare, e conferma l'impegno del Gruppo alla realizzazione degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030 ONU. I KPIs selezionati:

- riduzione emissioni CO2 di Scope 1
- incremento capacità installata da fonti rinnovabili
- rifiuti trattati finalizzati al recupero di materia

riguardano infatti target ESG che contribuiscono al raggiungimento degli SDG 7, 11, 12 e 13 delle Nazioni Unite.

Il Sustainable Finance Framework, che copre qualsiasi tipo di strumento finanziario, è stato redatto secondo i Green Bond Principles (2018) 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 (2019) 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: la sottoscrizione di una linea di credito Sustainability-Linked e l'emissione del primo Sustainability-Linked Bond.

Per quanto riguarda la sostenibilità territoriale, il primo semestre del 2021, per A2A, è stato caratterizzato da un approccio rinnovato. È stata definita una nuova modalità di racconto dell'impegno del Gruppo sui propri territori, imperniata su tre parole chiave: Persone (sostenibilità sociale), Pianeta (sostenibilità ambientale), Prosperità (sostenibilità economica). Ma non solo, si è colta l'occasione per rinnovare anche gli eventi di presentazione dei bilanci territoriali, trasformati in incontri – digi/phygital – strutturati in due momenti distinti: il primo di dialogo con gli stakeholder locali (forumAscolto), ovvero un momento di confronto su 10 tematiche dedicate alla transizione ecologica. Le cd. 10 "svolte giuste" da attuare localmente, individuando le leve abilitanti più adatte a sostenere il cambiamento; il secondo di presentazione – aperto al pubblico – nel quale i vertici A2A illustrano il Bilancio di Sostenibilità Territoriale, il nuovo Piano Strategico di A2A e i risultati del forumAscolto. Questo nuovo ciclo di incontri si è aperto il 22 giugno con il Friuli Venezia Giulia ed è proseguito con gli incontri dedicati al Piemonte e alla Valtellina e Valchiavenna, che si sono svolti rispettivamente il 29 e il 30 giugno. Questo roadshow dei territori proseguirà nel mese di luglio con Bergamo e Brescia e si concluderà nel mese di ottobre con Milano. I Bilanci e i risultati del forumAscolto vengono resi disponibili, di volta in volta, nella sezione dedicata del sito internet del Gruppo "A2A per i suoi territori".

Nell'ambito del programma di ascolto degli stakeholder, il 4 febbraio 2021, si è svolto il secondo incontro previsto nell'ambito del forumAscolto Brescia 2020, con l'obiettivo di individuare le progettualità da sviluppare, favorendo e valorizzando forme di collaborazione e partnership tra l'azienda e le istituzioni, il mondo accademico, le forze economiche e sociali del territorio bresciano, a partire dalle priorità e dai bisogni emersi nel primo incontro che si era svolto a dicembre 2019. I temi di discussione affrontati nei tavoli di lavoro sono stati: Efficienza energetica e rinnovabili (Efficientamento energetico del patrimonio immobiliare e Sensibilizzazione attraverso il monitoraggio dei benefici degli interventi di efficienza energetica); Mobilità sostenibile (Indagine sulla domanda di mobilità e Sistema di integrazione dei servizi di mobilità); Filiera dell'organico (Informazione e sensibilizzazione sul deficit impiantistico per il trattamento dell'organico e Conversione del biogas in biometano); Partnership con le industrie (Supporto alle imprese per favorire la transizione ambientale e Simbiosi e recupero del calore nei processi industriali); Raccolta differenziata (Miglioramento qualitativo della raccolta differenziata e Ridistribuzione delle eccedenze alimentari); Tutela della risorsa idrica (Informazione e miglioramento del dialogo sul ciclo idrico e Ottimizzazione dell'utilizzo dell'acqua in agricoltura). I risultati di questa iniziativa sono stati sintetizzati in un report specifico, disponibile sul sito internet, nella sezione "Stakeholder Engagement".

Il programma sta proseguendo con un percorso di ascolto e di coinvolgimento che riguarda il territorio siciliano, il forumAscolto Sicilia, nato per far comprendere il valore strategico del progetto di riconversione della Centrale di San Filippo del Mela (ME) a polo energetico per la transizione sostenibile della

Regione Sicilia. L'iniziativa, che si svolgerà il 13 luglio 2021, è stata anticipata da attività di analisi e ascolto degli stakeholder per comprendere la percezione e le aspettative del territorio nei confronti del progetto di riconversione. I risultati di questa prima fase sono stati analizzati in uno studio, elaborato da The European House - Ambrosetti, che ha supportato A2A in questo percorso, e verranno presentati in sede di forumAscolto.

Per quanto concerne il Banco dell'energia – il progetto di responsabilità sociale emerso dal forum di Brescia del 2015 – promosso da A2A con Fondazione AEM e Fondazione ASM, si è conclusa la fase di selezione dei vincitori dalla 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. 17 i progetti che si sono aggiudicati le risorse e che saranno realizzati nel corso di tutto il 2021.

Per quanto riguarda le attività educational, nel mese di aprile, in occasione dell'Earth Day – in collaborazione con Earth Day Italia – sono state lanciate le “Olimpiadi della Sostenibilità”, nate con l'obiettivo di coinvolgere e sviluppare sempre maggiore consapevolezza della cd. “Generazione Z” sul significato della sostenibilità, che vedranno coinvolte le scuole secondarie di secondo grado di tutto il territorio italiano per l'anno scolastico 2021-2022. Il progetto sarà sviluppato in collaborazione con Elis, un consorzio che promuove la formazione professionale di qualità e vedrà le scuole gareggiare per partecipare al Creathon (maratona creativa) di A2A, che verrà organizzato nell'ambito di Earth Day 2022.

3

Risultati consolidati e andamento della gestione



3.1 Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Il perimetro di consolidamento al 30 giugno 2021 è variato rispetto al precedente esercizio per effetto delle seguenti operazioni:

- acquisizione e consolidamento integrale da parte di LGH S.p.A. del 100% delle quote della società Agripower S.r.l., società a sua volta detentrica di 18 società attive nello sviluppo e gestione di impianti di generazione elettrica da biogas;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. e consolidamento integrale di 15 società con 17 impianti e 173 MW di potenza fotovoltaica installata, precedentemente gestiti da Octopus Renewables;
- acquisizione e consolidamento integrale da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. di Gash 1 S.r.l. e Gash 2 S.r.l., due società di progetto con autorizzazione a costruire due impianti fotovoltaici;
- nell'ambito dell'operazione che ha portato a rilevare il 27,7% di Saxa Gres S.p.A. da parte di A2A Ambiente S.p.A., sono state acquisite e consolidate integralmente le società Energia Anagni S.r.l. e Bioenergia Roccasecca S.r.l., società che gestiranno due impianti FORSU, ad oggi in costruzione. Nell'ambito della medesima operazione, A2A Ambiente S.p.A. ha costituito con quota maggioritaria due newco: Waldum Tadinum Energia S.r.l. e Bioenergia Gualdo S.r.l., entrambe consolidate integralmente.

Si segnala, infine, che la partecipazione detenuta da A2A Energy Solutions S.r.l. nella società Consul System S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, a seguito della cessione del 26% delle quote, perfezionata a fine gennaio 2021, viene consolidata ad equity.

Inoltre, i dati economici al 30 giugno 2021 risultano non omogenei rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente per effetto delle seguenti operazioni straordinarie avvenute nel secondo semestre 2020:

- acquisizione del controllo e consolidamento integrale del Gruppo AEB a partire dal 1° novembre 2020;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. e consolidamento integrale del 100% di Flabrum S.r.l. e di Solar Italy V S.r.l., società operanti nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 30 giugno 2021, confrontati con i dati del corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

milioni di euro	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020	Variazioni
Ricavi	4.060	3.181	879
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	3.955	3.084	871
- Altri ricavi operativi	105	97	8
Costi operativi	(2.991)	(2.267)	(724)
Costi per il personale	(379)	(355)	(24)
Margine Operativo Lordo	690	559	131
Ammortamenti e svalutazioni	(323)	(264)	(59)
Accantonamenti	(12)	(14)	2
Risultato Operativo Netto	355	281	74
Oneri netti di gestione finanziaria	(29)	(39)	10
Quota di risultato di società consolidate ad equity	3	1	2
Risultato al lordo delle imposte	329	243	86
Oneri per imposte sui redditi	41	(78)	(119)
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	370	165	205
Risultato netto da attività operative cessate destinate alla vendita	-	(2)	2
Risultato di pertinenza di terzi	(30)	(9)	(21)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	340	154	186

Nel primo semestre del 2021 i **Ricavi** del Gruppo A2A sono risultati pari a 4.060 milioni di euro, in aumento del 27,6% rispetto al primo semestre dell'anno precedente.

L'incremento ha riguardato prevalentemente i mercati energetici all'ingrosso, in particolare dell'energia elettrica, a seguito sia dell'aumento dei prezzi sia della crescita dei volumi venduti ed intermediati. In crescita anche i ricavi retail grazie all'aumento dei prezzi unitari del comparto elettrico e alle maggiori quantità vendute ai clienti del mercato libero elettrico e gas. Alla variazione positiva, infine, hanno contribuito per circa il 17% le nuove società acquisite nel corso del 2020 (Gruppo AEB, consolidato integralmente a partire dal mese di novembre 2020, Agritre e Flabrum) e nel 2021 (Octopus e Agripower).

Il **Margine Operativo Lordo** si è attestato a 690 milioni di euro, in aumento di 131 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2020 (+23,4%).

Al netto delle partite non ricorrenti (+4 milioni di euro nel primo semestre 2021; +6 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2020) il Margine Operativo Lordo Ordinario è aumentato di 133 milioni di euro. Escludendo anche l'apporto derivante dal consolidamento di AEB e delle altre società acquisite (circa 33 milioni di euro), la crescita risulta pari a 100 milioni di euro (+18%).

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

milioni di euro	30 06 2021	30 06 2020	Delta	Delta%
Generazione	150	98	52	53,1%
Mercato	126	111	15	13,5%
Ambiente	164	143	21	14,7%
Reti	260	220	40	18,2%
Corporate	(10)	(13)	3	(23,1%)
Totale	690	559	131	23,4%

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Generazione e Trading è risultato pari a 150 milioni di euro in incremento di 52 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Al netto delle

3 Risultati consolidati e andamento della gestione

componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+2 milioni di euro nel 2021 e +8 milioni di euro nel 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in incremento di 58 milioni di euro. La variazione è principalmente riconducibile:

- alla forte crescita del PUN nell'anno in corso rispetto al crollo registrato nello stesso periodo dell'anno precedente;
- ai maggiori volumi di produzione sia idroelettrica sia termoelettrica a ciclo combinato;
- all'apporto degli impianti fotovoltaici ed eolici di nuova acquisizione;
- alla sostenuta performance conseguita sul mercato dei servizi ancillari ("MSD"), pari a 99 milioni di euro (+21 milioni di euro rispetto al 2020).

Tali positivi effetti sono stati in parte compensati da maggiori costi operativi sostenuti nell'anno in corso rispetto al primo semestre dell'esercizio precedente (oneri per canoni idroelettrici e costi di manutenzione programmata) e dal contributo negativo derivante dal portafoglio gas.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Mercato si è attestato a 126 milioni di euro (111 milioni di euro al 30 giugno 2020).

La variazione di 15 milioni di euro (+14%) è riconducibile ad una significativa crescita di marginalità registrata nel comparto retail per:

- il consolidamento del Gruppo AEB;
- l'aumento del numero di clienti del mercato mass-market, sia elettrico sia gas;
- le maggiori vendite ai grandi clienti del mercato elettrico e gas;
- la maggiore marginalità unitaria delle vendite sul mercato libero gas.

Tale crescita è stata ridimensionata dal calo della marginalità unitaria delle vendite sul mercato libero elettrico e da maggiori costi operativi rispetto a quelli sostenuti nello scorso anno in presenza di un rallentamento delle attività a seguito della diffusione del COVID-19.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Ambiente è risultato pari a 164 milioni di euro (143 milioni di euro al 30 giugno 2020).

Al netto delle partite non ricorrenti (+1 milione di euro sia nel primo semestre 2021 che nel primo semestre 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 163 milioni di euro in aumento di 21 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2020.

Hanno contribuito positivamente al risultato del periodo sia il comparto del trattamento dei rifiuti urbani (+20 milioni di euro rispetto al primo semestre 2020) sia quello dei rifiuti industriali (+4 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente) grazie:

- alle maggiori quantità di energia elettrica prodotta e di rifiuti smaltiti;
- alla positiva dinamica dei prezzi di cessione di energia elettrica e di conferimento dei rifiuti, in particolare di quelli assimilabili agli urbani;
- all'aumento dei ricavi di vendita carta, soprattutto per i maggiori prezzi a seguito del forte apprezzamento di questo prodotto da riciclo per l'elevata richiesta registrata sul mercato europeo a partire dal primo lockdown;
- al contributo incrementale degli impianti di generazione alimentati a biomasse acquisiti nell'anno precedente (Agritre) e nell'anno in corso (Agripower).

Tali effetti positivi hanno più che compensato la riduzione di marginalità registrata, nonostante l'apporto del Gruppo AEB, nel comparto Raccolta (-3 milioni di euro).

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Reti nel primo semestre 2021 è risultato pari a 260 milioni di euro (220 milioni di euro al 30 giugno 2020).

Al netto delle partite non ricorrenti (+4 milioni di euro nel 2021; +1 milione di euro nel 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 256 milioni di euro in aumento di 37 milioni di euro (+17%) rispetto al primo semestre 2020.

La variazione della marginalità è così distribuita:

- reti di distribuzione elettrica e gas (+23 milioni di euro): incremento legato al consolidamento AEB (11 milioni di euro, comprensivi del contributo degli asset della distribuzione gas ceduti da Unareti a RetiPiù del Gruppo AEB), ai maggiori ricavi ammessi ai fini regolatori relativi alla rete elettrica, ai minori costi operativi, ai maggiori allacciamenti e prestazioni a favore dei clienti rispetto al primo semestre 2020;
- teleriscaldamento (+9 milioni di euro): marginalità in crescita prevalentemente per le maggiori quantità vendute;
- ciclo idrico (+7 milioni di euro): maggiori ricavi riconducibili agli incrementi tariffari deliberati dall'Autorità di settore;
- Smart City (-2 milioni di euro): conclusione di attività avviate negli anni precedenti relative alla realizzazione di infrastrutture per la posa di cavi in fibra ottica.

Gli “**Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni**” sono pari a 335 milioni di euro (278 milioni di euro al 30 giugno 2020), di cui 16 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB, e presentano un incremento di 57 milioni di euro.

Gli “Ammortamenti e svalutazioni” risultano pari a 323 milioni di euro (264 milioni di euro al 30 giugno 2020) di cui 13 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB e registrano un incremento complessivo di 59 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 97 milioni di euro (66 milioni di euro al 30 giugno 2020). La voce rileva maggiori ammortamenti per 31 milioni di euro di cui 7 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB, 2 milioni di euro relativi al servizio idrico integrato, 2 milioni di euro relativi alle reti gas, 7 milioni di euro all'implementazione di sistemi informativi, 11 milioni di euro relativi alla ripresa degli ammortamenti afferenti la rete di distribuzione gas nell'ATEM Milano1, 2 milioni di euro relativi al consolidamento di Flabrum S.r.l. ed Agripower S.r.l..

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 28 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2020 e riguardano:

- maggiori ammortamenti per 6 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB;
- maggiori ammortamenti per 9 milioni di euro correlati al piano di sostituzione contatori elettrici;
- maggiori ammortamenti per 9 milioni di euro riferiti principalmente agli investimenti entrati in produzione successivamente al 30 giugno 2020;
- maggiori ammortamenti per 4 milioni di euro riferiti al consolidamento, a partire dall'esercizio 2021, di Agripower S.r.l. e delle società acquisite da A2A Rinnovabili S.p.A..

Gli “Accantonamenti per rischi” presentano un effetto netto pari a 2 milioni di euro (effetto netto positivo per 2 milioni di euro al 30 giugno 2020) dovuto agli accantonamenti del periodo per 10 milioni di euro, rettificati dalle eccedenze per 8 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere.

Gli accantonamenti del periodo hanno riguardato per 5 milioni di euro l'accantonamento per canoni di derivazione d'acqua pubblica, per 2 milioni di euro accantonamenti a fondi fiscali, per 1 milione di euro accantonamenti a fondi spese chiusura e post-chiusura su discariche e per 2 milioni di euro altri accantonamenti per contenziosi in essere. Le eccedenze di fondi rischi ammontano a 8 milioni di euro e si riferiscono per 4 milioni di euro al rilascio di fondi per spese chiusura e post-chiusura su discariche, per 2 milioni di euro al rilascio di fondi per contenziosi legali e ad altri rilasci per 2 milioni di euro.

L’“Accantonamento per rischi su crediti” presenta un valore di 10 milioni di euro (16 milioni di euro al 30 giugno 2020) di cui 1 milione di euro derivante dal consolidamento del Gruppo AEB, determinato dall'accantonamento del periodo.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il “**Risultato Operativo Netto**” risulta pari a 355 milioni di euro (281 milioni di euro al 30 giugno 2020).

Gli “**Oneri netti della gestione finanziaria**” sono risultati pari a 29 milioni di euro (39 milioni di euro al 30 giugno 2020) e presentano un decremento pari a 10 milioni di euro. Tale miglioramento è dovuto principalmente al rifinanziamento a tassi inferiori di obbligazioni scadute.

La “**Quota di risultato di società consolidate ad equity**” risulta pari a 3 milioni di euro (1 milione di euro al 30 giugno 2020) ed è riconducibile principalmente alla valutazione positiva delle partecipazioni detenute nelle società Consul System e Metamer.

Gli “**Oneri per imposte sui redditi**” nel periodo in esame risultano proventi pari a 41 milioni di euro (oneri per 78 milioni di euro al 30 giugno 2020). Tale posta accoglie, nel corso del periodo in esame, il rilascio di imposte differite passive per 151 milioni di euro, l'accantonamento di imposte anticipate per 17 milioni di euro e l'iscrizione di un'imposta sostitutiva pari a 23 milioni di euro a seguito dell'opzione di riallineamento di cui al D.L. 104/2020, esercitata da alcune società del Gruppo, che consente 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.

Il “**Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita**” non presenta alcun valore al 30 giugno 2021, risultava negativo e pari a 2 milioni di euro al 30 giugno 2020 e si riferiva alla cessione delle quote azionarie, pari al 2% della società Ascopiave S.p.A., nonché alla valutazione delle quote azionarie, pari al 2,16% del capitale sociale di Ascopiave S.p.A., per le quali il Gruppo A2A ha esercitato il diritto di recesso, al netto dei dividendi incassati.

3 Risultati consolidati e andamento della gestione

Il “**Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo**”, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti pari a 30 milioni di euro, è risultato positivo e pari a 340 milioni di euro (positivo per 154 milioni di euro al 30 giugno 2020).

Prospetto Fonti/Impieghi milioni di euro	30 06 2021	31 12 2020	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	7.703	7.067	636
- Immobilizzazioni materiali	5.387	5.162	225
- Immobilizzazioni immateriali	2.911	2.737	174
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	65	32	33
- Altre attività/passività non correnti (*)	(72)	(99)	27
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	407	265	142
- Fondi rischi, oneri e passività per scariche	(734)	(752)	18
- Benefici a dipendenti	(261)	(278)	17
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(117)	(94)	
Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti	219	507	(288)
Capitale Circolante Netto:	514	617	(103)
- Rimanenze	162	139	23
- Crediti commerciali	1.806	2.030	(224)
- Debiti commerciali	(1.454)	(1.552)	98
Altre attività/passività correnti:	(295)	(110)	(185)
- Altre attività/passività correnti (*)	(251)	(181)	(70)
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	(44)	71	(115)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	90	7	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	2	14	(12)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	-	-	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	7.924	7.588	336
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	4.179	4.116	63
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	3.402	3.907	(505)
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	343	(435)	778
Totale Posizione finanziaria netta	3.745	3.472	273
di cui con contropartita il Patrimonio netto	23	31	
TOTALE FONTI	7.924	7.588	336

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

Capitale immobilizzato netto

Il “**Capitale immobilizzato netto**”, è pari a 7.703 milioni di euro e risulta in aumento di 636 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020.

Le variazioni intervenute sono di seguito dettagliate:

- le Immobilizzazioni Materiali, presentano una variazione in aumento pari a 225 milioni di euro corrispondente a:
 - investimenti effettuati pari a 258 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 132 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 60 milioni di euro, allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento per 25 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 15 milioni di euro, ad interventi sulla rete in fibra ottica e di trasporto gas per 6 milioni di euro, nonché ad interventi su fabbricati per 11 milioni di euro;
 - primo consolidamento delle società acquisite nel corso del periodo che ha comportato un incremento di 207 milioni di euro;
 - decremento netto per altre variazioni pari a 13 milioni di euro dovuto principalmente a decrementi del fondo decommissioning e spese chiusura e post chiusura discariche per 12 milioni di euro, a riclassifiche da immobilizzazioni materiali ad immobilizzazioni immateriali per 6 milioni di euro e ad incrementi dei diritti d'uso in applicazione del principio contabile IFRS 16 per 4 milioni di euro;
 - diminuzione di 1 milione di euro a seguito degli smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
 - riduzione di 226 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo;
- le Immobilizzazioni Immateriali, mostrano una variazione in aumento di 174 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020 attribuibile a:
 - investimenti effettuati pari a 155 milioni di euro, dovuti all'implementazione di sistemi informativi per 47 milioni di euro, ad interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti dell'area distribuzione gas per 53 milioni di euro, a lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, reti fognarie e impianti di depurazione per 45 milioni di euro, ad altri investimenti residuali per 10 milioni di euro;
 - primo consolidamento delle società acquisite nel corso del periodo che ha comportato un incremento di 84 milioni di euro;
 - incremento netto di 33 milioni di euro per altre variazioni, dovute all'aumento dei certificati ambientali del portafoglio industriale per 26 milioni di euro, a riclassifiche da immobilizzazioni materiali ad immobilizzazioni immateriali per 6 milioni di euro ed altre variazioni in aumento per 1 milione di euro;
 - diminuzione di 1 milione di euro a seguito di smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
 - riduzione di 97 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo;
- le Partecipazioni e le Altre Attività Finanziarie non correnti ammontano a 65 milioni di euro, in aumento di 33 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020. La variazione è dovuta per 8 milioni di euro al cambio del metodo di consolidamento di Consul System S.p.A. a seguito dell'esercizio dell'opzione di vendita del 26% delle quote azionarie, per 7 milioni di euro al consolidamento ad equity di Saxa Gres S.p.A. in relazione all'acquisizione del 27,7% delle quote azionarie avvenuto nel semestre oltre alla riclassifica tra le attività finanziarie non correnti, in seguito alla richiesta di deposito in apposito conto corrente, delle somme sottoposte a sequestro da parte del Tribunale di Taranto nell'ambito del procedimento in corso nei confronti della controllata Linea Ambiente S.r.l. per 14 milioni di euro. Si evidenziano, inoltre, altre variazioni in aumento per 4 milioni di euro;
- le Altre Attività e Passività non correnti presentano un decremento netto pari a 27 milioni di euro riconducibile alla riclassifica, a seguito dell'Orientamento ESMA applicabile a partire dal 5 maggio 2021, nel prospetto di indebitamento finanziario, dei debiti con scadenza oltre 12 mesi per prezzi differiti derivanti dalle acquisizioni effettuate nel settore fotovoltaico, al netto di altre variazioni in aumento nelle passività non correnti per 4 milioni di euro;
- le Attività per imposte anticipate ammontano a 407 milioni di euro (265 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e presentano un incremento pari a 142 milioni di euro per effetto del rilascio delle imposte differite passive, pari a 151 milioni di euro, e all'accantonamento di imposte anticipate per 17 milioni di euro in seguito all'esercizio dell'opzione di riallineamento di cui al D.L. 104/2020 esercitata da alcune società del Gruppo, in parte compensato da una variazione in aumento pari a 26 milioni di euro principalmente riconducibile alla variazione delle riserve Cash Flow Hedge;
- i Fondi rischi, oneri e passività per discariche registrano una variazione in diminuzione pari a 18 milioni di euro. La movimentazione del periodo è dovuta ad utilizzi per 12 milioni di euro relativi al sostenimento di costi decommissioning e discariche per 10 milioni di euro e alla conclusione di alcuni contenziosi per 2 milioni di euro; altre variazioni in diminuzione per 11 milioni di euro dovute principalmente all'incremento dei tassi di attualizzazione utilizzati per le stime degli oneri futuri di smantellamento e ripristino; rilasci per eccedenze di 8 milioni di euro. Si evidenziano,

inoltre, accantonamenti di periodo per 10 milioni di euro e l'apporto dei primi consolidamenti per 3 milioni di euro;

- i Beneficiari dipendenti, presentano una variazione in diminuzione per 17 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 514 milioni di euro, in riduzione di 103 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020. Le poste principali sono di seguito commentate:

- le **“Rimanenze”** sono pari a 162 milioni di euro (139 milioni di euro al 31 dicembre 2020), al netto del relativo fondo obsolescenza per 21 milioni di euro, in aumento di 1 milione di euro rispetto al 31 dicembre 2020. La variazione in aumento è riconducibile, al netto dell'effetto dei primi consolidamenti, pari a 8 milioni di euro, principalmente all'incremento dei certificati bianchi di trading per 11 milioni di euro e alle giacenze di combustibili che sono aumentate di 4 milioni di euro;
- i **“Crediti commerciali”** risultano pari a 1.806 milioni di euro (2.030 milioni di euro al 31 dicembre 2020), con un decremento pari a 224 milioni di euro. Il **“Fondo rischi su crediti”**, calcolato in ottemperanza al principio IFRS 9, è pari a 134 milioni di euro e presenta un incremento netto di 4 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020;
- i **“Debiti commerciali”** risultano pari a 1.454 milioni di euro e presentano una variazione in diminuzione per 98 milioni di euro;
- le **“Altre attività/passività correnti”** presentano un incremento netto delle passività pari a 185 milioni di euro riconducibile a:
 - incremento netto del debito verso l'erario per IVA, accise ed altre imposte indirette per 127 milioni di euro;
 - incremento netto dei debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, comprensivo dei debiti per componenti tariffarie sull'energia precedentemente riscossi dal GSE, per 49 milioni di euro;
 - incremento netto dei debiti per imposte correnti per 115 milioni di euro;
 - incremento netto delle attività per strumenti derivati per 95 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 12 milioni di euro;
 - decremento netto dei debiti verso il personale dipendente per 3 milioni di euro;
 - altre variazioni in aumento nelle passività correnti per 4 milioni di euro.

Le **“Attività/Passività destinate alla vendita”** risultano positive e pari a 2 milioni di euro al 30 giugno 2021 e si riferiscono interamente alla partecipazione in Ge.S.I. S.r.l. in seguito all'esercizio dell'opzione di vendita dell'intera partecipazione detenuta effettuato in data 23 novembre 2020.

Il **“Capitale investito”** consolidato al 30 giugno 2021 ammonta a 7.924 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 4.179 milioni di euro e nella Posizione finanziaria netta per 3.745 milioni di euro.

Patrimonio netto

Il **“Patrimonio netto”**, pari a 4.179 milioni di euro, presenta una movimentazione positiva per complessivi 63 milioni di euro.

Alla variazione positiva ha contribuito il risultato del periodo per 370 milioni di euro (340 milioni di euro di competenza del Gruppo e 30 milioni di euro di competenza delle minoranze), compensato dalla distribuzione di dividendi per 248 milioni di euro e dall'acquisto di azioni proprie per 109 milioni di euro. Si evidenziano inoltre una valutazione positiva dei derivati Cash Flow Hedge e riserve IAS 19 per 68 milioni di euro e altre variazioni in diminuzione per 18 milioni di euro.

La **“Posizione Finanziaria Netta di Consolidato”** al 30 giugno 2021 risulta pari a 3.745 milioni di euro (3.472 milioni di euro a fine 2020). Escludendo le variazioni di perimetro intervenute nei primi sei mesi del 2021 e l'applicazione dei nuovi Orientamenti dell'ESMA, la Posizione Finanziaria Netta si attesta a 3.308 milioni di euro, registrando una generazione di cassa pari a 164 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020, dopo investimenti per 413 milioni di euro e dividendi per 248 milioni di euro.

milioni di euro	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DEL PERIODO	(3.472)	(3.154)
Apporto primi consolidamenti	(182)	(50)
Nuovi contratti IFRS 16	(3)	(11)
Risultato netto	370	163
Imposte di competenza del periodo	(41)	78
Interessi netti di competenza del periodo	29	39
Ammortamenti	323	264
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	2	4
Accantonamenti netti del periodo	12	14
Risultato da partecipazioni valutate a equity	(3)	(1)
Interessi netti pagati	(51)	(49)
Imposte nette pagate	(14)	(5)
Dividendi pagati	(258)	(250)
Variazione crediti verso clienti	222	250
Variazione debiti verso fornitori	(111)	(408)
Variazione rimanenze	(15)	40
Altre variazioni del capitale circolante netto	43	(39)
Flussi finanziari netti da attività operativa	508	100
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(413)	(250)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(136)	(105)
Apporto disponibilità liquide primi consolidamenti	27	14
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	5	18
Acquisizione azioni proprie	(109)	-
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(626)	(323)
Free cash flow	(118)	(223)
Altre variazioni	22	10
Variazioni delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	8	(5)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DEL PERIODO	(3.745)	(3.433)



3.2 Eventi di rilievo del periodo

A2A e LGH: percorso di fusione

A2A ha ricevuto, in data 23 novembre 2020 e 14 dicembre 2020, dai soci di LGH (rappresentanti complessivamente il 42,5% del capitale sociale di LGH) una richiesta di avviare il percorso per una possibile fusione per incorporazione di LGH in A2A. In forza di tale richiesta, ed in accordo con gli azionisti di minoranza di LGH, la proposta preliminare di fusione è stata presentata in data 16 aprile 2021.

La proposta preliminare di fusione, inviata all'attenzione dei Soci di minoranza di LGH che complessivamente detengono il 49% del capitale sociale, prevede che al termine dell'operazione di fusione questi ultimi deterranno il 2,75% di capitale sociale di A2A. La proposta preliminare di fusione è stata accettata, in data 15 giugno 2021, dai Soci di minoranza di LGH sulla base percentuale (almeno il 70%) ed entro i termini contrattualmente previsti.

In data 28 giugno 2021, i Consigli di Amministrazione di A2A e LGH hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione di LGH in A2A. La fusione per incorporazione di LGH in A2A è in linea con il processo di razionalizzazione delle società del Gruppo A2A e completa il percorso di evoluzione della partnership tra A2A e i soci di minoranza di LGH, così come delineato negli accordi di partnership sottoscritti il 4 marzo 2016 e successivamente integrati.

L'operazione di fusione, oltre a permettere una razionalizzazione delle società del Gruppo, permetterà di attivare nel tempo sinergie economiche grazie alla gestione integrata dei processi e sistemi.

Le Assemblee straordinarie delle due società partecipanti alla fusione sono previste per la prima decade di ottobre 2021 e la stipula dell'atto di fusione, decorsi i termini previsti dalla legge per l'opposizione dei creditori, è prevista entro il 31 dicembre 2021.

A2A entra in Saxa Gres

A2A, in data 5 gennaio 2021, è entrata nel capitale di Saxa Gres, prima Circular Factory a realizzare pavimentazione urbana (GRESTONE®) con un innovativo processo "end of waste" che permette il recupero di materiali provenienti dal ciclo dei rifiuti, acquisendo il 27,7% del suo capitale.

Il perfezionamento dell'acquisto è avvenuto ad aprile 2021.

A2A presenta il nuovo piano industriale 2030 e riposiziona il suo brand in "Life Company"

Il Consiglio di Amministrazione del Gruppo A2A, in data 19 gennaio 2021, ha esaminato e approvato il Piano Strategico 2021-2030, il primo Business Plan di A2A con un orizzonte di 10 anni. La sostenibilità guida la nuova strategia che focalizza il Piano su due macro-trend industriali, economia circolare e transizione energetica, a cui contribuiscono tutte le Aree di Business del Gruppo, Energia, Ambiente e Reti. Previsti investimenti per 16 miliardi di euro per il 90% in linea con gli obiettivi di sviluppo sostenibile posti dalle Nazioni Unite (SDGs), di cui 6 miliardi di euro nell'economia circolare e 10 miliardi di euro nella transizione energetica. Previsto, inoltre, un margine operativo lordo a fine piano pari a 2,5 miliardi di euro con utili netti in crescita di oltre l'8% medio annuo e dividendi in crescita del 3% medio annuo.

In linea con il piano industriale presentato, il Gruppo A2A punta a definire un nuovo territorio di marca in cui operare: occupandosi di energia, acqua e ambiente e grazie all'uso circolare delle risorse naturali, A2A è una "Life Company" che si prende cura delle condizioni necessarie alla vita e alla sua qualità.

A2A acquisisce il più grande portafoglio fotovoltaico merchant in Italia

Il Gruppo A2A, in data 14 febbraio 2021, ha siglato un accordo vincolante per l'acquisizione del più grande portafoglio fotovoltaico, senza incentivi GSE, di cui 9 impianti localizzati nel Lazio e 8 in Sardegna. La potenza nominale installata è pari a 173 MW.

Gli impianti potranno garantire un aumento della capacità installata che permetterà di produrre a regime circa 420 GWh all'anno di energia green pari al consumo annuo di circa 200.000 clienti residenziali, consentendo di evitare l'emissione di 2,5 milioni di tonnellate di Co2 complessive (nell'intero ciclo di vita degli impianti).

Gli asset, acquisiti da Octopus Renewables, si aggiungono al portafoglio fotovoltaico di 111 MW già in possesso di A2A: in virtù di questa acquisizione, A2A raggiunge il 33% di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Il perfezionamento dell'acquisto è avvenuto a marzo 2021.

A2A lancia un nuovo portale dedicato all'Open Innovation

In data 17 febbraio 2021, il Gruppo A2A ha reso disponibile una piattaforma che si rivolge a startup, aziende, università, centri di ricerca e a tutti gli attori dell'ecosistema di innovazione italiano e internazionale, in cui si darà vita a progetti di sperimentazione e sviluppo congiunto di soluzioni tecnologiche per rispondere a sfide come la transizione energetica e l'economia circolare, la decarbonizzazione, la mobilità sostenibile, il ciclo idrico e la creazione delle città del futuro.

A2A entra nell'alleanza europea dell'idrogeno

A2A è entrata nell'European Clean Hydrogen Alliance (ECHA), associazione nata con l'obiettivo di sviluppare la catena del valore dell'idrogeno in linea con la strategia Europea.

Con l'ingresso nell'Alleanza A2A conferma il suo impegno per contribuire alla transizione energetica, alla decarbonizzazione e alla crescita sostenibile, ed è pronta a collaborare con gli altri player del settore allo sviluppo della filiera idrogeno e al coordinamento degli investimenti. Nel nuovo Piano Strategico di A2A, presentato lo scorso gennaio, sono infatti previsti 10 miliardi di investimenti al 2030 dedicati alla transizione energetica.

Gruppo A2A: approvati i risultati 2020

In data 18 marzo 2021, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A., ha approvato i progetti di bilancio e la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2020.

Il Margine Operativo Lordo risulta pari a 1.204 milioni di euro e il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta pari a 1.191 milioni di euro, allineato al dato del 2019. L'utile netto risulta pari a 364 milioni di euro (389 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Gli investimenti sono in forte crescita a 738 milioni di euro, in aumento del 18% rispetto all'esercizio precedente, di cui l'80% coerenti con gli obiettivi ONU dell'agenda 2030 (SDGs) e circa il 40% inerenti l'economia circolare. La Posizione Finanziaria Netta è pari a 3.472 milioni di euro (3.154 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 0,08 euro per azione, in crescita del 3,2% rispetto all'esercizio precedente.

Giornata mondiale dell'acqua e progetto Acquarius

In data 21 marzo 2021, giornata mondiale dell'acqua, il Gruppo A2A ha confermato il forte impegno per una gestione efficiente e sostenibile dell'acqua.

A2A Ciclo Idrico nell'ultimo quinquennio ha raddoppiato gli investimenti che nel 2020 hanno raggiunto i 56,4 milioni di euro, corrispondenti a 95,4 euro per abitante, cifra vicina alla media europea di 100 euro per abitante e più che doppia rispetto alla media italiana di 40 euro per abitante.

A2A Ciclo Idrico, inoltre, ha avviato a Brescia da inizio 2021 una fase di riparazione delle tubazioni, individuate mediante il sistema di monitoraggio Acquarius. Tale sistema consiste in 180 sensori installati allo scopo di monitorare le reti e rilevare il rumore determinato da eventuali fuoriuscite di acqua: quando ciò accade, questi sensori trasmettono le informazioni ad una piattaforma di elaborazione dati che, intrecciando tutte le indicazioni raccolte, riesce a localizzare il punto in cui la tubazione è rotta o deteriorata. ASVT, acronimo di Azienda Servizi Valtrompia, è oggi protagonista della realizzazione di uno dei progetti più lungamente attesi nella provincia di Brescia: il depuratore della Val Trompia. Si tratta di un'opera che produrrà importanti benefici ambientali per il territorio attraversato dal fiume Mella - va dalla Val Trompia sino alla Bassa Bresciana, passando per la città di Brescia - ed allo stesso tempo consentirà di superare il problema delle infrazioni europee per quei Comuni valtrumplini che non sono coperti dal servizio di depurazione.

Il progetto del nuovo depuratore attualmente in corso consentirà di trattare i reflui generati da 85.000 abitanti equivalenti (AE), per un investimento di 27 milioni di euro; la seconda fase, di ulteriore potenziamento dell'impianto, in caso di crescita della popolazione valtrumplina, comporterà un investimento di ulteriori 9 milioni di euro e potrà arrivare a servire fino a 138 mila abitanti equivalenti.

Performance ESG: Gaia Rating premia la sostenibilità di A2A

A2A è stata riconosciuta come leader di settore, in termini di performance ESG, da GAIA Rating, agenzia di rating non-finanziario, parte del Gruppo Ethifinance, specializzata nella valutazione delle prestazioni ESG di oltre mille aziende quotate sui mercati europei.

A2A ha ottenuto uno score complessivo di 77 punti su 100, distanziando di ben 26 punti la media del settore "Conventional and Renewable Energy Producer".

A2A e TIM: accordo di collaborazione per la trasformazione digitale e l'efficientamento energetico

In data 21 aprile 2021, A2A e TIM hanno siglato un Memorandum of Understanding che mette a fattor comune le competenze e le tecnologie consolidate nei rispettivi ambiti di eccellenza.

Per la "Life Company" A2A l'intesa permetterà di rendere ancora più rapido ed efficace il proprio percorso di digital transformation, per ottimizzare i processi operativi e commerciali grazie all'utilizzo dei servizi cloud, 5G e IoT del Gruppo TIM.

Per TIM l'obiettivo dell'intesa sarà accrescere l'efficienza energetica dei Data Center di Noovle, rendendoli sempre più green e sostenibili, grazie all'ottimizzazione dei consumi e all'utilizzo di fonti di energia alternative.

World Earth day 2021: A2A lancia le olimpiadi della sostenibilità

In occasione del World Earth day del 2021, A2A ha lanciato le olimpiadi della sostenibilità, progetto che coinvolge 186 scuole secondarie di secondo grado per un totale di 11.000 studenti in tutta Italia.

L'iniziativa si propone di sensibilizzare i ragazzi sul tema dello sviluppo sostenibile, facendo acquisire loro maggior consapevolezza sull'importanza dei principali contenuti dell'Agenda ONU 2030 e dei relativi obiettivi.

Con il supporto del Consorzio ELIS, realtà no profit che promuove la formazione professionale di qualità, gli studenti che frequentano il 4° anno delle scuole superiori si cimenteranno nella realizzazione di elaborati e video, gareggiando per partecipare alla sfida finale. Verranno selezionate 3 classi finaliste che parteciperanno alla maratona creativa di A2A nell'ambito dell'Earth Day 2022.

Assemblea ordinaria e straordinaria di A2A S.p.A.

In data 29 aprile 2021 si è tenuta l'Assemblea ordinaria e straordinaria di A2A S.p.A. che ha approvato il bilancio della società per l'esercizio 2020 ed approvato la distribuzione del dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione pari a 0,08 euro ad azione.

L'Assemblea ha inoltre deliberato in senso favorevole con voto vincolante sulla prima sezione della Relazione sulla Remunerazione 2021 e con voto consultivo, non vincolante sulla seconda sezione della Relazione sulla Remunerazione 2021.

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

A2A presenta il bilancio integrato 2020

In data 6 maggio 2021, A2A ha presentato il bilancio integrato 2020 che conferma l'impegno del Gruppo per lo sviluppo sostenibile e per contribuire al raggiungimento degli obiettivi dell'Agenda ONU al 2030.

Il Bilancio Integrato di A2A è uno strumento improntato alla trasparenza, sempre più evoluto, redatto secondo standard e metodologie rigorose internazionalmente condivise. Nell'edizione del 2020 è stata inserita per la prima volta 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): l'obiettivo è quello 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.

Nel 2020, il Gruppo ha distribuito agli stakeholder 1.853 milioni di euro e sono stati emessi circa 13.000 ordini per forniture per circa 1,9 miliardi di euro. Il 97% di questo valore è stato destinato a fornitori italiani.

Gli investimenti sono stati pari a 738 milioni di euro (+18% rispetto al 2019), l'80% dei quali dedicati a progetti in linea con gli obiettivi dell'Agenda 2030 dell'ONU: il 43% nell'ambito dell'economia circolare e il 57% nella transizione energetica.

Con riferimento alla transizione energetica, si evidenzia un aumento del 6% della produzione di energia da fonti rinnovabili, arrivata al 33% della generazione totale del Gruppo.

Il 2020, inoltre, è stato l'anno in cui A2A ha abbandonato l'utilizzo del carbone nella Centrale Lamarmora di Brescia - in anticipo rispetto alle tempistiche richieste dal PNIEC - grazie agli investimenti per la realizzazione degli accumuli termici e dei progetti di recupero del calore da attività industriali.

Nel settore ambientale il 2020 ha registrato un aumento di due punti percentuali nella raccolta differenziata, che ha raggiunto una media del 71% nei comuni serviti dal Gruppo con una percentuale di rifiuti urbani destinati al recupero di materia od energia pari al 99,7%.

Smart Grid Pilot: al via progetto di A2A, Alfa Acciai e Regione Lombardia

A2A, tramite la controllata A2A Calore & Servizi, Alfa Acciai e Regione Lombardia, in data 12 maggio 2021, hanno presentato un innovativo progetto secondo il quale il calore sino ad oggi disperso dell'acciaieria bresciana verrà recuperato e convogliato alla rete cittadina del teleriscaldamento di A2A, creando così un rilevante esempio di "supercircularità".

Il progetto, che prenderà il via con la prossima stagione termica, ha comportato un investimento complessivo di 5,7 milioni di euro di cui 2,8 milioni di euro finanziati da Regione Lombardia e la posa della rete del teleriscaldamento per un totale di 1,2 km di doppia tubazione e 12 mesi di lavori.

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

Il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A., riunitosi in data 13 maggio 2021, ha assunto una delibera quadro che ha autorizzato l'emissione di uno o più prestiti obbligazionari non subordinati, non garantiti e non convertibili, a valere sul proprio Programma EMTN, la cui size è stata incrementata a 6 miliardi di euro. L'emissione massima entro il 30 aprile 2023 sarà pari a 1,5 miliardi di euro.

Le emissioni dei prestiti obbligazionari saranno destinate, tra l'altro, per finanziare e/o rifinanziare gli investimenti del Gruppo e/o per mantenere idonei livelli di liquidità, nonché essere utilizzati per una o più operazioni di liability management.

A2A S.p.A.: programma di acquisto azioni ordinarie proprie

A2A S.p.A., in data 13 maggio 2021, comunica l'avvio di un programma di acquisto di azioni ordinarie proprie, della durata massima di 18 mesi a far data dalla delibera assembleare del 29 aprile 2021, che ha autorizzato e stabilito i termini.

Il programma di acquisto di azioni proprie, approvato dal Consiglio di Amministrazione, ha finalità di sviluppo, a seguito di operazioni connesse a progetti industriali coerenti con le linee strategiche della società, in relazione ai quali si concretizzi l'opportunità di scambi azionari.

Il numero massimo di azioni proprie complessivamente detenibili in forza della sopra richiamata delibera assembleare è fissato in 313.290.527, tenuto conto delle azioni già possedute da A2A S.p.A. e da sue controllate, pari alla decima parte delle azioni che formano il capitale sociale. Si precisa che attualmente A2A detiene n. 23.721.421 azioni proprie, pari allo 0,757% del capitale sociale della Società. Il numero massimo di azioni acquistabili in esecuzione del Programma è stato fissato in n. 63.000.000 pari al 2,011% del capitale sociale di A2A e che indicativamente, alla data odierna - considerando il prezzo di riferimento pari a euro 1,6710 per azione - corrisponderebbe a circa 105 milioni di euro.

In data 21 maggio 2021 A2A S.p.A. comunica di aver acquistato n. 10.819.885 azioni proprie al prezzo medio unitario di 1,7314 euro per un controvalore complessivo di 18.733.754,89 euro.

In data 28 maggio 2021 A2A S.p.A. comunica di aver acquistato n. 10.741.876 azioni proprie al prezzo medio unitario di 1,7165 euro per un controvalore complessivo di 18.438.101,52 euro.

In data 4 giugno 2021 A2A S.p.A. comunica di aver acquistato n. 11.959.985 azioni proprie al prezzo medio unitario di 1,7103 euro per un controvalore complessivo di 20.455.130,69 euro.

In data 11 giugno 2021 A2A S.p.A. comunica di aver acquistato n. 10.762.044 azioni proprie al prezzo medio unitario di 1,7480 euro per un controvalore complessivo di 18.811.850,89 euro.

In data 18 giugno 2021 A2A S.p.A. comunica di aver acquistato n. 8.058.428 azioni proprie al prezzo medio unitario di 1,7785 euro per un controvalore complessivo di 14.331.811,14 euro.

In data 25 giugno 2021 A2A S.p.A. comunica di aver acquistato n. 10.091.256 azioni proprie al prezzo medio unitario di 1,7813 euro per un controvalore complessivo di 17.975.055,97 euro.

Il programma di acquisto azioni proprie è stato caratterizzato da aspetti ESG. A2A ha infatti deciso di destinare al Banco dell'energia Onlus il beneficio economico implicito derivante dal programma di acquisto. Tale beneficio è stato determinato dal miglior prezzo ottenuto dall'acquisto delle azioni rispetto al target di prezzo previsto nel mandato affidato all'intermediario finanziario incaricato all'acquisto delle azioni.

A2A pubblica il nuovo Sustainable Finance Framework

A2A ha pubblicato il nuovo Sustainable Finance Framework, l'insieme di linee guida che rafforzano il legame fra strategia finanziaria e strategia sostenibile del Gruppo.

Rispetto al precedente Green Financing Framework del 2019, A2A è fra i primi emittenti del settore, nonché primo emittente italiano, ad adottare un framework che combina due approcci: il Green Use of Proceeds, che consente la massima trasparenza circa l'utilizzo dei proventi per specifici progetti, e la nuova componente Sustainability-Linked, che permette una lettura complessiva della strategia di Gruppo. Nel Framework è stato individuato ed inserito un set di Key Performance Indicators (KPIs) che riflette i due pilastri del piano strategico di A2A, transizione energetica ed economia circolare, e conferma l'impegno del Gruppo alla realizzazione degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030 ONU.

Il Sustainable Finance Framework, che copre qualsiasi tipo di strumento finanziario, è stato redatto secondo i Green Bond Principles (2018) 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 (2019) 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.

Eni e A2A: accordo per la rete di teleriscaldamento di Milano

In data 25 maggio 2021, Eni e A2A hanno firmato un accordo ventennale per la fornitura del calore che viene generato dal sito produttivo di Bolgiano di Enipower (società controllata al 100% da Eni) e che verrà utilizzato per alimentare la rete di teleriscaldamento di Milano.

A2A Calore & Servizi realizzerà una stazione di scambio termico e ripompaggio nei pressi della centrale Eni che consentirà il trasferimento del calore messo a disposizione da Eni attraverso la rete di teleriscaldamento di A2A da San Donato Milanese fino a Milano.

Grazie a questo accordo sarà possibile fornire alla rete di Milano calore cogenerato a basso impatto ambientale per circa 54 gigawattora all'anno, che equivalgono al fabbisogno medio annuo di circa 6.000 famiglie.

A2A: Standard Ethics conferma il rating "strong" per il terzo anno consecutivo

In data 31 maggio 2021, Standard Ethics, agenzia indipendente che misura la sostenibilità delle imprese, ha confermato ad A2A il rating "EE", che corrisponde a "Strong".

Secondo il giudizio dell'agenzia di rating, A2A ha da tempo adottato strategie e politiche ambientali in linea con l'Accordo di Parigi per il contenimento dei cambiamenti climatici, nonché una rendicontazione ESG (Environmental, Social and Governance) allineata alle best practice internazionali. I progressi nella riduzione delle emissioni sono ben monitorati e ritenuti in linea con gli obiettivi che A2A si è posta con il nuovo Piano Industriale decennale.

A2A e Ardian firmano un term-sheet non vincolante per una partnership volta ad accelerare la transizione energetica

A2A e Ardian mirano a far sì che la partnership diventi una delle piattaforme leader in Italia nella transizione energetica e uno dei maggiori produttori e fornitori di elettricità del Paese con un chiaro focus sull'energia verde e la transizione energetica, e una chiara strategia di decarbonizzazione, in linea con gli obiettivi fissati dal PNIEC italiano e dall'accordo di Parigi.

Il term sheet prevede la costituzione di una società controllata da A2A ("NewCo"), nella quale A2A conferirà un compendio aziendale che includerà la piena titolarità di partecipazioni/portfolio di asset relativi alla generazione di energia (idroelettrica, CCGT, eolica e solare), vendita di energia, energy management stoccaggio e progetti legati all'idrogeno. La valutazione preliminare indicativa del perimetro che verrà conferito nella NewCo è di circa 3 miliardi di euro (enterprise value), con un EBITDA aggregato pro-forma 2020 di 360 milioni di euro. Tale valutazione implica una valorizzazione delle intere business unit di A2A coinvolte nella partnership (incluse partecipazioni di minoranza e porzioni di business unit non conferite in NewCo) di circa 4,1 miliardi di euro (enterprise value).

Ardian investirà nella NewCo fino a 1,5 miliardi di euro per cassa, accelerando così il roll-out e il finanziamento del piano da 3GW nella generazione da fonti rinnovabili delineato da A2A nel gennaio 2021. La partnership diventerà il veicolo esclusivo per i futuri investimenti di A2A e Ardian nel settore della generazione di energia rinnovabile in Italia e il veicolo preferito dalle parti per investimenti congiunti nel settore della generazione di energia in Italia. A seguito dell'aumento di capitale Ardian deterrà una quota nella NewCo fino al 45%. La creazione della partnership è soggetta, tra l'altro, al completamento della due diligence, a ulteriori discussioni tra le parti, alla negoziazione di accordi vincolanti e alla circostanza che si verifichino alcune ulteriori condizioni (comprese le approvazioni e le autorizzazioni richieste dagli organi competenti). A2A e Ardian hanno accettato di concedersi reciprocamente periodi di esclusiva vincolanti fino alla fine del 2021.

Le maggiori aziende dei settori energetico, idrico e teleriscaldamento siglano il protocollo unico per la conciliazione paritetica

In data 11 giugno 2021, è stato siglato uno storico accordo tra sette grandi aziende dei settori energetico, idrico e del teleriscaldamento e le 20 Associazioni nazionali dei Consumatori del CNCU, Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti. Per la prima volta in Italia, alla luce della positiva esperienza maturata

negli scorsi anni, è stato sottoscritto un Protocollo Unitario: obiettivo dell'intesa è rilanciare la negoziazione paritetica, rafforzare lo strumento di risoluzione alternativa delle controversie consolidando il dialogo tra aziende e associazioni consumeristiche e rafforzando il rapporto di fiducia con i consumatori. Il protocollo rinnova e potenzia l'impegno a favore di uno strumento che assicura ai consumatori efficacia per la tutela dei propri diritti senza ricorrere a procedimenti giudiziari spesso lunghi ed onerosi.

A2A S.p.A.: approvata nuova procedura con Parti correlate

In data 25 giugno 2021, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha approvato la nuova procedura per le operazioni con Parti correlate con efficacia dal 1° luglio 2021, apportando all'attuale testo procedurale gli adeguamenti volti a recepire le nuove disposizioni regolamentari adottate dalla Consob con Delibera n. 21624/2020 e i miglioramenti formali e sostanziali intesi a migliorare l'efficienza applicativa della relativa disciplina, che entrano in vigore in pari data.

3.3 Eventi di rilievo successivi al 30 giugno 2021

A2A, linea di credito Sustainability-Linked a sostegno del Banco dell'energia

In data 2 luglio 2021, il Gruppo A2A ha sottoscritto una linea di credito revolving Sustainability-Linked da 500 milioni di euro della durata di 5 anni, collegata al raggiungimento di due degli obiettivi di sostenibilità del Gruppo, inclusi nel Sustainable Finance Framework pubblicato a maggio: crescita della capacità installata da fonti rinnovabili ed incremento del recupero di materia dai rifiuti trattati. 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 e ASM, nato con l'obiettivo di 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.

Tale strumento rappresenta inoltre la prima linea di credito, tra le operazioni pubbliche, nel mercato domestico italiano con un meccanismo di donazione.

A2A, collocato il primo Sustainability-Linked Bond

In data 7 luglio 2021, A2A ha collocato, con successo, il suo primo Sustainability-Linked Bond da 500 milioni di euro, con durata 10 anni. Il bond, destinato agli investitori istituzionali ed emesso a valore sul Programma Euro Medium Term Notes, si basa sul Sustainable Finance Framework recentemente pubblicato. L'obbligazione è collegata al conseguimento di un target di sostenibilità relativo alla riduzione delle emissioni dirette di gas serra per chilowattora di energia prodotta. L'obiettivo di A2A, in linea con il Piano Strategico decennale del Gruppo, è di raggiungere entro il 2025 una quota pari o inferiore a 296 g di CO₂ per kWh, coerente con il commitment della Science Based Target approvato nel marzo 2020.

Il titolo è stato collocato ad un prezzo di emissione pari a 99,547% e avrà un rendimento annuo pari allo 0,672% e una cedola di 0,625%, con uno spread di 65 punti base rispetto al tasso di riferimento mid swap.

La cedola del nuovo titolo obbligazionario è legata al raggiungimento del target di sostenibilità e prevede un incremento del tasso d'interesse pari a 25bps in caso di mancato raggiungimento dell'obiettivo, restando invece invariata fino alla scadenza del titolo qualora il target venga raggiunto.

L'emissione ha registrato grande interesse ricevendo ordini per 1,2 miliardi di euro, oltre 2,5 volte l'ammontare offerto.

3.4 Evoluzione prevedibile della gestione

Le aspettative del Gruppo per l'esercizio 2021 sono buone anche per il secondo semestre nel quale lo scenario energetico è atteso mantenersi sostenuto, le dinamiche strutturali delle diverse BU solide, l'attenzione della società al miglioramento dell'efficienza costante.

Gli ottimi risultati del primo semestre e le attese sul secondo consentono al Gruppo di migliorare le attese rispetto a quelle annunciate a maggio: l'Ebitda è previsto compreso tra 1.270 e 1.300 milioni di euro e l'Utile Netto, anche grazie agli effetti non ricorrenti del DL 104/2020, sarà il migliore dalla formazione di A2A.

La forte generazione di cassa operativa sarà utilizzata per finanziare investimenti attesi a livello record (oltre 1 miliardo di euro) in linea con le previsioni del Piano Strategico 2021-2030.

4

Prospetti contabili consolidati



4.1 Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata ⁽¹⁻²⁾

Attività

milioni di euro	Note	30 06 2021	31 12 2020
ATTIVITÀ NON CORRENTI			
Immobilizzazioni materiali	1	5.387	5.162
Immobilizzazioni immateriali	2	2.911	2.737
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	3	35	17
Altre attività finanziarie non correnti	3	51	36
Attività per imposte anticipate	4	407	265
Altre attività non correnti	5	25	28
Totale attività non correnti		8.816	8.245
ATTIVITÀ CORRENTI			
Rimanenze	6	162	139
Crediti commerciali	7	1.806	2.030
Altre attività correnti	8	1.979	685
Attività finanziarie correnti	9	10	11
Attività per imposte correnti	10	48	76
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	324	1.012
Totale attività correnti		4.329	3.953
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	12	2	28
TOTALE ATTIVO		13.147	12.226

(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 40.

(2) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 41 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

Patrimonio netto e passività

milioni di euro	Note	30 06 2021	31 12 2020
PATRIMONIO NETTO			
Capitale sociale	13	1.629	1.629
(Azioni proprie)	14	(163)	(54)
Riserve	15	1.779	1.598
Risultato d'esercizio	16	-	364
Risultato del periodo	16	340	-
Patrimonio netto di Gruppo		3.585	3.537
Interessi di minoranze	17	594	579
Totale Patrimonio netto		4.179	4.116
PASSIVITÀ			
Passività non correnti			
Passività finanziarie non correnti	18	3.377	3.909
Benefici a dipendenti	19	261	278
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	20	734	752
Altre passività non correnti	21	143	146
Totale passività non correnti		4.515	5.085
Passività correnti			
Debiti commerciali	22	1.454	1.552
Altre passività correnti	22	2.230	866
Passività finanziarie correnti	23	677	588
Debiti per imposte	24	92	5
Totale passività correnti		4.453	3.011
Totale passività		8.968	8.096
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	25	-	14
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		13.147	12.226

4.2 Conto economico consolidato ⁽¹⁻²⁾

milioni di euro	Note	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020
Ricavi			
Ricavi di vendita e prestazioni		3.955	3.084
Altri ricavi operativi		105	97
Totale ricavi	27	4.060	3.181
Costi operativi			
Costi per materie prime e servizi		2.844	2.151
Altri costi operativi		147	116
Totale costi operativi	28	2.991	2.267
Costi per il personale	29	379	355
Margine operativo lordo	30	690	559
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	31	335	278
Risultato operativo netto	32	355	281
Risultato da transazioni non ricorrenti	33	-	-
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari		10	6
Oneri finanziari		39	45
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni		3	1
Risultato da cessione di altre partecipazioni		-	-
Totale gestione finanziaria	34	(26)	(38)
Risultato al lordo delle imposte		329	243
Oneri per imposte sui redditi	35	(41)	78
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte		370	165
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	36	-	(2)
Risultato netto		370	163
Risultato di pertinenza di terzi	37	(30)	(9)
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	38	340	154
Risultato per azione (in euro):			
- di base		0,1097	0,0497
- di base da attività di funzionamento		0,1097	0,0502
- di base da attività destinate alla vendita		-	(0,0006)
- diluito		0,1097	0,0497
- diluito da attività di funzionamento		0,1097	0,0502
- diluito da attività destinate alla vendita		-	(0,0006)

(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 40.

(2) Gli effetti degli eventi e operazioni significative non ricorrenti nel bilancio consolidato sono evidenziati alla Nota 41 come previsto dalla Comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006.

4.3 Conto economico complessivo consolidato

milioni di euro	30 06 2021	30 06 2020
Risultato del periodo (A)	370	163
Utili/(perdite) attuariali su benefici a dipendenti iscritti a Patrimonio netto	5	7
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite) attuariali	(1)	(2)
Totale utili/(perdite) attuariali al netto dell'effetto fiscale (B)	4	5
Parte efficace degli utili/(perdite) sugli strumenti di copertura degli strumenti finanziari ("cash flow hedge")	91	19
Effetto fiscale relativo agli altri utili/(perdite)	(27)	(5)
Totale Altri utili/(perdite) al netto dell'effetto fiscale delle società consolidate integralmente (C)	64	14
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)	438	182
Totale risultato del periodo complessivo attribuibile a:		
- Soci della controllante	408	173
- Interessenze di pertinenza di terzi	(30)	(9)

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.

4
Prospetti
contabili
consolidati

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
2021

Dettaglio
effetto economico
consolidamento
nuove acquisizioni
2021

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

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

4.4 Rendiconto finanziario consolidato

milioni di euro	30 06 2021	30 06 2020 (**)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DEL PERIODO	1.012	434
Attività operativa		
Risultato netto	370	163
Imposte di competenza del periodo	(41)	78
Interessi netti di competenza del periodo	29	39
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	226	198
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	97	66
Svalutazioni/smobilizzi immobilizzazioni materiali e immateriali	2	4
Accantonamenti netti del periodo	12	14
Risultato di partecipazioni valutate ad equity	(3)	(1)
Interessi netti pagati	(51)	(49)
Imposte nette pagate	(14)	(5)
Dividendi pagati	(258)	(250)
Variazione crediti verso clienti	222	250
Variazione debiti verso fornitori	(111)	(408)
Variazione rimanenze	(15)	40
Altre variazioni del capitale circolante netto	43	(39)
Flussi finanziari netti da attività operativa	508	100
Attività di investimento		
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(258)	(139)
Investimenti in immobilizzazioni immateriali e avviamento	(155)	(111)
Investimenti in partecipazioni e titoli (*)	(136)	(105)
Apporto disponibilità liquide primi consolidamenti	27	14
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	5	18
Acquisto di azioni proprie	(109)	-
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(626)	(323)
FREE CASH FLOW	(118)	(223)

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

(**) I valori al 30 giugno 2020 sono stati riclassificati rispetto al bilancio pubblicato per adeguarli alla nuova esposizione del rendiconto finanziario adottata a partire dal 31 dicembre 2020.

milioni di euro

	30 06 2021	30 06 2020 (**)
Attività di finanziamento		
Variazioni delle attività finanziarie		
Altre variazioni	3	(2)
Variazione delle attività finanziarie (*)	3	(2)
Variazioni delle passività finanziarie		
Nuovi finanziamenti/bond	140	209
Rimborso finanziamenti/bond	(738)	(192)
Rimborso leasing	-	(3)
Altre variazioni	25	(9)
Variazione delle passività finanziarie (*)	(573)	5
Flussi finanziari netti da attività di finanziamento	(570)	3
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE	(688)	(220)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DEL PERIODO	324	214

4.5 Prospetto delle variazioni dei conti di Patrimonio netto consolidato

Descrizione milioni di euro	Capitale sociale	Azioni Proprie	Cash Flow Hedge
Patrimonio netto al 31 dicembre 2019	1.629	(54)	(30)
Variazioni del primo semestre 2020			
Destinazione del risultato 2019			
Dividendi distribuiti			
Riserva IAS 19 (*)			
Riserve Cash Flow Hedge (*)			14
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi			
Patrimonio netto al 30 giugno 2020	1.629	(54)	(16)
Variazioni dal 1° luglio 2020 al 31 dicembre 2020			
Dividendi distribuiti			
Riserva IAS 19 (*)			
Riserve Cash Flow Hedge (*)			10
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi			
Patrimonio netto al 31 dicembre 2020	1.629	(54)	(6)
Variazioni del primo semestre 2021			
Destinazione del risultato 2020			
Dividendi distribuiti			
Acquisto azioni proprie		(109)	
Riserva IAS 19 (*)			
Riserve Cash Flow Hedge (*)			64
Altre variazioni			
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo e di Terzi			
Patrimonio netto al 30 giugno 2021	1.629	(163)	58

(*) 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
2021

Dettaglio
effetto economico
consolidamento
nuove acquisizioni
2021

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

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

Altre Riserve e utili a nuovo	Risultato del periodo/esercizio di Gruppo	Totale Patrimonio netto di Gruppo	Interessi di minoranze	Totale Patrimonio netto
1.355	389	3.289	362	3.651
389	(389)			
(241)		(241)	(9)	(250)
5		5		5
		14		14
(8)		(8)	7	(1)
	154	154	9	163
1.500	154	3.213	369	3.582
			(6)	(6)
3		3		3
		10		10
101		101	221	322
	210	210	(5)	205
1.604	364	3.537	579	4.116
364	(364)			
(248)		(248)	(10)	(258)
		(109)		(109)
4		4		4
		64		64
(3)		(3)	(5)	(8)
	340	340	30	370
1.721	340	3.585	594	4.179

4.6 Dettaglio della Situazione patrimoniale-finanziaria
con evidenza dell'effetto del primo consolidamento
delle acquisizioni 2021
(NO GAAP MEASURES)

milioni di euro	Note	Consolidato al 31 12 2020
ATTIVITÀ		
ATTIVITÀ NON CORRENTI		
Immobilizzazioni materiali	1	5.162
Immobilizzazioni immateriali	2	2.737
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	3	17
Altre attività finanziarie non correnti	3	36
Attività per imposte anticipate	4	265
Altre attività non correnti	5	28
TOTALE ATTIVITÀ NON CORRENTI		8.245
ATTIVITÀ CORRENTI		
Rimanenze	6	139
Crediti commerciali	7	2.030
Altre attività correnti	8	685
Attività finanziarie correnti	9	11
Attività per imposte correnti	10	76
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	1.012
TOTALE ATTIVITÀ CORRENTI		3.953
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	12	28
TOTALE ATTIVO		12.226
PASSIVITÀ		
PASSIVITÀ NON CORRENTI		
Passività finanziarie non correnti	18	3.909
Passività per imposte differite		-
Benefici a dipendenti	19	278
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	20	752
Altre passività non correnti	21	146
TOTALE PASSIVITÀ NON CORRENTI		5.085
PASSIVITÀ CORRENTI		
Debiti commerciali	22	1.552
Altre passività correnti	22	866
Passività finanziarie correnti	23	588
Debiti per imposte	24	5
TOTALE PASSIVITÀ CORRENTI		3.011
TOTALE PASSIVITÀ		8.096
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	25	14
PASSIVITÀ		8.110

Si segnala che nella Business Unit Ambiente sono state acquisite 2 società il cui valore di primo consolidamento risulta inferiore al milione di euro.

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
2021

Dettaglio
effetto economico
consolidamento
nuove acquisizioni
2021

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

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

Gruppo A2A Rinnovabili	Gruppo Agripower	Totale effetto primo consolidamento acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Consolidato al 30 06 2021
150	57	207	18	5.387
71	13	84	90	2.911
-	-	-	18	35
-	2	2	13	51
2	3	5	137	407
-	-	-	(3)	25
223	75	298	273	8.816
-	8	8	15	162
1	7	8	(232)	1.806
3	7	10	1.284	1.979
-	-	-	(1)	10
-	-	-	(28)	48
16	11	27	(715)	324
20	33	53	323	4.329
-	-	-	(26)	2
243	108	351	570	13.147
109	28	137	(669)	3.377
-	5	5	(5)	-
-	-	-	(17)	261
-	3	3	(21)	734
1	1	2	(5)	143
110	37	147	(717)	4.515
8	5	13	(111)	1.454
-	8	8	1.356	2.230
-	45	45	44	677
-	-	-	87	92
8	58	66	1.376	4.453
118	95	213	659	8.968
-	-	-	(14)	-
118	95	213	645	8.968

4.7 Dettaglio effetto economico
consolidamento nuove acquisizioni 2021
(NO GAAP MEASURES)

milioni di euro	Note	Gruppo A2A Rinnovabili
RICAVI		
Ricavi di vendita e prestazioni		4
Altri ricavi operativi		-
TOTALE RICAVI	27	4
COSTI OPERATIVI		
Costi per materie prime e servizi		1
Altri costi operativi		1
TOTALE COSTI OPERATIVI	28	2
COSTI PER IL PERSONALE	29	-
MARGINE OPERATIVO LORDO	30	2
AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI	31	2
RISULTATO OPERATIVO NETTO	32	-
RISULTATO DA TRANSAZIONI NON RICORRENTI	33	-
GESTIONE FINANZIARIA		
Proventi finanziari		-
Oneri finanziari		6
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	34	(6)
RISULTATO AL LORDO DELLE IMPOSTE		(6)
ONERI PER IMPOSTE SUI REDDITI	35	(2)
RISULTATO DI ATTIVITÀ OPERATIVE IN ESERCIZIO AL NETTO DELLE IMPOSTE		(4)
RISULTATO NETTO DA ATTIVITÀ OPERATIVE CESSATE/DESTINATE ALLA VENDITA	36	-
RISULTATO NETTO		(4)
RISULTATO DI PERTINENZA DI TERZI	37	-
RISULTATO DEL PERIODO DI PERTINENZA DEL GRUPPO	38	(4)

Si segnala che nella Business Unit Ambiente sono state acquisite 2 società il cui apporto economico al 30 giugno 2021 risulta inferiore al milione di euro.

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
2021

Dettaglio
effetto economico
consolidamento
nuove acquisizioni
2021

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

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

Gruppo Agripower	Totale effetto consolidamento nuove acquisizioni 2021	Vecchio perimetro 30 06 2021	Consolidato al 30 06 2021	Consolidato al 30 06 2020
10	14	3.941	3.955	3.084
-	-	105	105	97
10	14	4.046	4.060	3.181
5	6	2.838	2.844	2.151
-	1	146	147	116
5	7	2.984	2.991	2.267
1	1	378	379	355
4	6	684	690	559
3	5	330	335	278
1	1	354	355	281
	-	-	-	-
-	-	10	10	6
2	8	31	39	45
-	-	3	3	1
-	-	-	-	-
(2)	(8)	(18)	(26)	(38)
(1)	(7)	336	329	243
-	(2)	(39)	(41)	78
(1)	(5)	375	370	165
	-	-	-	(2)
(1)	(5)	375	370	163
-	-	(30)	(30)	(9)
(1)	(5)	345	340	154

4.8 Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

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

Attività

milioni di euro	30 06 2021	di cui Parti Correlate (nota n. 40)	31 12 2020	di cui Parti Correlate (nota n. 40)
ATTIVITÀ NON CORRENTI				
Immobilizzazioni materiali	5.387		5.162	
Immobilizzazioni immateriali	2.911		2.737	
Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto	35	35	17	17
Altre attività finanziarie non correnti	51	4	36	4
Attività per imposte anticipate	407		265	
Altre attività non correnti	25		28	
Totale attività non correnti	8.816		8.245	
ATTIVITÀ CORRENTI				
Rimanenze	162		139	
Crediti commerciali	1.806	115	2.030	126
Altre attività correnti	1.979	2	685	2
Attività finanziarie correnti	10	1	11	1
Attività per imposte correnti	48		76	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	324		1.012	
Totale attività correnti	4.329		3.953	
ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	2		28	
TOTALE ATTIVO	13.147		12.226	

Patrimonio netto e passività

milioni di euro	30 06 2021	di cui Parti Correlate (nota n. 40)	31 12 2020	di cui Parti Correlate (nota n. 40)
PATRIMONIO NETTO				
Capitale sociale	1.629		1.629	
(Azioni proprie)	(163)		(54)	
Riserve	1.779		1.598	
Risultato d'esercizio	-		364	
Risultato del periodo	340		-	
Patrimonio netto di Gruppo	3.585		3.537	
Interessi di minoranze	594		579	
Totale Patrimonio netto	4.179		4.116	
PASSIVITÀ				
Passività non correnti				
Passività finanziarie non correnti	3.377		3.909	
Benefici a dipendenti	261		278	
Fondi rischi, oneri e passività per scariche	734		752	1
Altre passività non correnti	143		146	
Totale passività non correnti	4.515		5.085	
Passività correnti				
Debiti commerciali	1.454	55	1.552	56
Altre passività correnti	2.230	7	866	7
Passività finanziarie correnti	677		588	
Debiti per imposte	92		5	
Totale passività correnti	4.453		3.011	
Totale passività	8.968		8.096	
PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	-		14	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	13.147		12.226	

4.9 Conto economico consolidato

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

milioni di euro	01 01 2021 30 06 2021	di cui Parti Correlate (nota n. 40)	01 01 2020 30 06 2020	di cui Parti Correlate (nota n. 40)
Ricavi				
Ricavi di vendita e prestazioni	3.955	232	3.084	212
Altri ricavi operativi	105		97	
Totale ricavi	4.060		3.181	
Costi operativi				
Costi per materie prime e servizi	2.844	6	2.151	4
Altri costi operativi	147	36	116	14
Totale costi operativi	2.991		2.267	
Costi per il personale	379	1	355	
Margine operativo lordo	690		559	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	335		278	
Risultato operativo netto	355		281	
Risultato da transazioni non ricorrenti	-		-	
Gestione finanziaria				
Proventi finanziari	10	3	6	3
Oneri finanziari	39		45	
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	3	3	1	1
Risultato da cessione di altre partecipazioni	-		-	
Totale gestione finanziaria	(26)		(38)	
Risultato al lordo delle imposte	329		243	
Oneri per imposte sui redditi	(41)		78	
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	370		165	
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	-		(2)	
Risultato netto	370		163	
Risultato di pertinenza di terzi	(30)		(9)	
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo	340		154	

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 2020. 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 2020 e il 30 giugno 2021 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 2021 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 2021 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 2020, fatta eccezione per le interpretazioni adottate per la prima volta a partire dal 1° gennaio 2021 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 2021 è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione il 30 luglio 2021 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 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

5.3 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 2020.

5.4 Criteri di redazione

La Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2021 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 Relazione annuale sono omogenei con quelli utilizzati in sede di predisposizione della Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2020, fatto salvo quanto di seguito specificato relativamente ai principi di nuova emanazione.

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

5.5 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 2021.

Principi contabili, emendamenti e interpretazioni applicabili nel presente esercizio

A decorrere dal 1° gennaio 2021 risultano applicabili al Gruppo le seguenti due integrazioni a specifici paragrafi dei principi contabili internazionali già adottati dalle società del Gruppo nei precedenti esercizi:

- IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 e IFRS 16: omologata in data 13 gennaio 2021 ed in vigore a partire dai bilanci chiusi dal 1° gennaio 2021, l'integrazione ai principi in oggetto segue la medesima emanata in data 16 gennaio 2020 “reforming major interest rate benchmarks” con cui il Consiglio Europeo per la stabilità finanziaria emanava raccomandazioni volte a rafforzare gli indici di riferimento esistenti e altri potenziali tassi di riferimento basati sui mercati interbancari e ad elaborare tassi di riferimento alternativi pressoché privi di rischio. Tale integrazione rappresenta la seconda fase e mira a stabilizzare le valutazioni dei flussi di cassa evitando impatti a conto economico derivanti dal cambio di tasso utilizzato per le valutazioni. L'emendamento non ha prodotto alcun impatto sui risultati economico-finanziari del Gruppo.

5.6 Area di consolidamento

La Semestrale del Gruppo A2A al 30 giugno 2021 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 e consolidamento integrale da parte di LGH S.p.A. del 100% delle quote della società Agripower S.r.l., società a sua volta detentrica di 18 società attive nello sviluppo e gestione di impianti di generazione elettrica da biogas;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. e consolidamento integrale di 15 società con 17 impianti e 173 MW di potenza fotovoltaica installata, precedentemente gestiti da Octopus Renewables;
- acquisizione e consolidamento integrale da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. di Gash 1 S.r.l. e Gash 2 S.r.l., due società di progetto con autorizzazione a costruire due impianti fotovoltaici;
- nell'ambito dell'operazione che ha portato a rilevare il 27,7% di Saxa Gres S.p.A. da parte di A2A Ambiente S.p.A., sono state acquisite e consolidate integralmente le società Energia Anagni S.r.l. e Bioenergia Roccasecca S.r.l., società che gestiranno due impianti FORSU, ad oggi in costruzione. Nell'ambito della medesima operazione, A2A Ambiente S.p.A. ha costituito con quota maggioritaria due newco: Waldum Tadinum Energia S.r.l. e Bioenergia Gualdo S.r.l., entrambe consolidate integralmente;
- la partecipazione detenuta da A2A Energy Solutions S.r.l. nella società Consul System S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, a seguito della cessione del 26% delle quote, perfezionata a fine gennaio 2021, viene consolidata ad equity.

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

5.7 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 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, dà 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'impresa 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 continuano 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) *Clausole di earn-out e earn-in sul prezzo di acquisto delle azioni di LGH S.p.A.*

Nel corso dell'esercizio 2016 A2A S.p.A., ha perfezionato l'acquisizione del 51% del capitale sociale di LGH S.p.A..

Il controvalore dell'operazione è risultato pari a 98,9 milioni di euro, corrisposti per 51,7 milioni di euro in denaro e in azioni proprie di A2A S.p.A. per un controvalore di 47,2 milioni di euro, di cui 37,2 milioni di euro relativi ad azioni acquistate nel corso del primo semestre 2016 e 10 milioni di euro riferiti ad azioni proprie già detenute in portafoglio al 31 dicembre 2015.

Incluso nel valore dell'acquisizione, A2A S.p.A., ha versato un ammontare pari a 9,6 milioni di euro, ai soci di minoranza di LGH S.p.A., legati a specifiche clausole di earn-in fissate in sede di closing dell'operazione. Sulla base degli iniziali accordi contrattuali sottoscritti da A2A S.p.A. con i soci di minoranza di LGH S.p.A., è stato pattuito che A2A S.p.A., entro il terzo anno a decorrere dalla data del closing dell'operazione, all'avverarsi di precise condizioni, avrebbe proceduto a versare un massimo di 13,9 milioni di euro inclusi nel controvalore dell'acquisizione di LGH S.p.A. pari a 112,8 milioni di euro, regolati da specifiche e ben identificate clausole di earn-out.

Sulla base della Purchase Price Allocation che si è conclusa a giugno 2017, le probabilità percentuali di raggiungimento di alcune clausole di earn-out sono state riviste al ribasso, determinando un massimo da versare ai soci di minoranza pari a 7 milioni di euro con un conseguente controvalore dell'acquisizione che ammonta a 109,4 milioni di euro.

Il Gruppo conformemente al disposto dai paragrafi 65B, 65C e 65D dell'IFRS 3 ha contabilizzato gli effetti degli earn-out contrattuali, pari a 2,1 milioni di euro, tra i debiti a lungo termine, con contropartita il valore della partecipazione, a fronte dell'esborso che procederà a versare ai soci di minoranza di LGH S.p.A. all'avverarsi delle condizioni previste in sede contrattuale, in quanto alla data di acquisizione tali rettifiche sono ancora ritenute probabili ed attendibilmente determinate.

Al completamento dell'operazione di fusione tra A2A S.p.A. ed LGH S.p.A., prevista entro fine 2021, gli earn-out contrattuali sopra descritti cesseranno di essere dovuti.

b) 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.

c) Earn-out sulle business combination portate a termine da A2A Rinnovabili

Le operazioni di acquisizione dei portafogli fotovoltaici ex Novapower, Impax Limited e Flabrum presentano 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, al momento non ritenute probabili. Il Gruppo A2A non ha provveduto a iscrivere alcun attività/passività.

d) 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 4,1 milioni di euro, cui non potrà sottrarsi in caso d'esercizio della citata opzione.

e) 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% da esercitare dal 1° gennaio 2025 sino al 31 dicembre 2025.

La valutazione di tale opzione dovrà essere fatta sulla base del 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.

f) Earn-out sull'acquisizione del 27,7% di Saxa Gres S.p.A.

In data 14 aprile 2021, A2A Ambiente S.p.A. ha completato l'acquisizione del 27,7% di Saxa Gres S.p.A., prima Circular Factory a realizzare pavimentazione urbana (GRESTONE®) con un innovativo processo che permette il recupero di materiali provenienti dal ciclo dei rifiuti.

In base all'accordo di acquisto della partecipazione è previsto un earn-out legato al Margine Operativo Lordo che sarà raggiunto dal Gruppo Saxa Gres al 31 dicembre 2023. Ad oggi, il Gruppo A2A non ha provveduto ad iscrivere passività legate a tale earn-out.

Sono inoltre previste clausole di call/put option sulle quote delle società acquisite e costituite in seno all'operazione, di importi non rilevanti sia per il compratore che per il venditore, per le quali il Gruppo A2A non ha provveduto a iscrivere alcun attività/passività.

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): Ergosud S.p.A. e PremiumGas S.p.A. in liquidazione

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 nuovo 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. in liquidazione, il Gruppo A2A ha ritenuto che le stesse rientrano, in quanto a forma giuridica e natura degli accordi contrattuali, nella categoria “joint ventures”.

In particolare per quanto attiene la partecipazione detenuta in PremiumGas S.p.A. in liquidazione, 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 disacciare 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.

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 2020 milioni di euro	Bergamo Pulita 50%	PremiumGas 50%	Metamer 50%	Ergosud 50%
CONTO ECONOMICO				
Ricavi di vendita	0,04	0,06	20,0	30,0
Margine Operativo Lordo	(0,01)	0,01	0,9	11,0
% sui ricavi netti	(25,0%)	16,7%	4,4%	36,7%
Ammortamenti e svalutazioni	-	-	0,3	10,5
Risultato Operativo Netto	(0,01)	0,01	0,6	0,5
Risultato dell'esercizio	(0,01)	0,01	0,5	(0,3)
SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA				
Totale attività	2,53	4,2	8,8	120,0
Patrimonio netto	0,09	1,5	2,5	71,0
(Indebitamento) finanziario netto	1,20	0,8	0,0	(48,6)

Dati di sintesi al 31 dicembre 2019 milioni di euro	Bergamo Pulita 50%	PremiumGas 50%	Metamer 50%	Ergosud 50%
CONTO ECONOMICO				
Ricavi di vendita	0,04	0,06	31,0	18,1
Margine Operativo Lordo	(0,02)	-	0,9	12,5
% sui ricavi netti	(50,0%)	0,0%	2,8%	69,1%
Ammortamenti e svalutazioni	-	-	0,2	7,8
Risultato Operativo Netto	(0,02)	-	0,7	4,7
Risultato dell'esercizio	(0,03)	-	0,5	1,4
SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA				
Totale attività	2,74	4,4	8,2	147,8
Patrimonio netto	0,09	1,5	2,1	71,4
(Indebitamento) finanziario netto	1,20	1,0	0,5	(57,4)

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



5.8 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.

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

5.9 Sintesi dei risultati per settore di attività

	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO	
milioni di euro	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020
Ricavi	2.378	1.758	1.524	1.244
- di cui intersettoriali	728	598	70	51
Costi per il personale	45	46	32	29
Margine Operativo Lordo	150	98	126	111
% sui Ricavi	6,3%	5,6%	8,3%	8,9%
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(98)	(82)	(26)	(28)
Risultato operativo netto	52	16	100	83
% sui Ricavi	2,2%	0,9%	6,6%	6,7%
Risultato da transazioni non ricorrenti				
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria				
Risultato al lordo delle imposte				
Oneri per imposte sui redditi				
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte				
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita				
Risultato di pertinenza di terzi				
Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo				
Investimenti lordi (1)	37	19	39	22

(1) Si vedano le voci “Investimenti” dei prospetti riportati alle Note n. 1 e 2 riguardanti le Immobilizzazioni materiali e immateriali delle Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria. Si segnala che i dati economici dal 1° gennaio al 30 giugno 2020 sono stati riallocati per renderli omogenei ai risultati per “Business Unit” dal 1° gennaio al 30 giugno 2021.

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

	AMBIENTE		RETI		CORPORATE		ELISIONI		CONTO ECONOMICO	
	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020
	612	535	604	523	147	124	(1.205)	(1.003)	4.060	3.181
	85	66	185	170	137	118	(1.205)	(1.003)		
	178	160	53	54	71	66			379	355
	164	143	260	220	(10)	(13)			690	559
	26,8%	26,7%	43,0%	42,1%	(6,8%)	(10,5%)			17,0%	17,6%
	(59)	(53)	(127)	(96)	(25)	(19)			(335)	(278)
	105	90	133	124	(35)	(32)			355	281
	17,2%	16,8%	22,0%	23,7%	(23,8%)	(25,8%)			8,7%	8,8%
									-	-
									(26)	(38)
									329	243
									41	(78)
									370	165
									-	(2)
									(30)	(9)
									340	154
	109	55	209	145	27	13	(8)	(4)	413	250

milioni di euro	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO	
	30 06 2021	31 12 2020	30 06 2021	31 12 2020
Immobilizzazioni materiali	2.179	2.099	103	92
Immobilizzazioni immateriali	151	85	320	311
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	899	1.017	764	884
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	964	1.007	482	566

Si segnala che i dati patrimoniali al 31 dicembre 2020 sono stati riallocati per renderli omogenei con i risultati per “Business Unit” al 30 giugno 2021.

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

	AMBIENTE		RETI		CORPORATE		ELISIONI		TOTALE GRUPPO	
	30 06 2021	31 12 2020	30 06 2021	31 12 2020	30 06 2021	31 12 2020	30 06 2021	31 12 2020	30 06 2021	31 12 2020
	1.012	908	2.012	1.980	228	229	(147)	(146)	5.387	5.162
	94	66	2.248	2.197	141	146	(43)	(68)	2.911	2.737
	378	413	332	429	105	232	(662)	(934)	1.816	2.041
	306	354	283	448	743	697	(647)	(932)	2.131	2.140

5.10 Note illustrative alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 30 giugno 2021 è variato rispetto al 31 dicembre 2020 per le seguenti operazioni:

- acquisizione e consolidamento integrale da parte di LGH S.p.A. del 100% delle quote della società Agripower S.r.l., società specializzata nello sviluppo e gestione di impianti di generazione elettrica da biogas;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. e consolidamento integrale di 15 società con 17 impianti e 173 MW di potenza fotovoltaica installata, precedentemente gestiti da Octopus Renewables;
- acquisizione e consolidamento integrale da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. di Gash 1 S.r.l. e Gash 2 S.r.l., due società di progetto con autorizzazione a costruire due impianti fotovoltaici;
- nell'ambito dell'operazione che ha portato a rilevare il 27,7% di Saxa Gres S.p.A. da parte di A2A Ambiente S.p.A., sono state acquisite e consolidate integralmente le società Energia Anagni S.r.l. e Bioenergia Roccasecca S.r.l., società che gestiranno due impianti FORSU, ad oggi in costruzione. Nell'ambito della medesima operazione, A2A Ambiente S.p.A. ha costituito con quota maggioritaria due newco: Waldum Tadinum Energia S.r.l. e Bioenergia Gualdo S.r.l., entrambe consolidate integralmente.

Si segnala, infine, che la partecipazione detenuta da A2A Energy Solutions S.r.l. nella società Consul System S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, a seguito della cessione del 26% delle quote, perfezionata a fine gennaio 2021, viene consolidata ad equity.

ATTIVITÀ
ATTIVITÀ NON CORRENTI

1) Immobilizzazioni materiali

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid.	Variazioni del periodo					Valore al 30 06 2021
			Investim.	Altre variazioni	Dismis. e cessioni	Ammort.	Totale variazioni	
Terreni	127	15	1	(1)				142
Fabbricati	597		5	10		(16)	(1)	596
Impianti e macchinari	3.788	142	81	13	(1)	(165)	(72)	3.858
Attrezzature industriali e commerciali	50		5	(2)		(5)	(2)	48
Altri beni	122		8	9		(16)	1	123
Discariche	26			(3)		(2)	(5)	21
Immobilizzazioni in corso e acconti	226	34	149	(43)			106	366
Migliorie su beni di terzi	113	2	9			(9)		115
Attività per diritti d'uso	113	14		4		(13)	(9)	118
Totale	5.162	207	258	(13)	(1)	(226)	18	5.387
di cui:								
Costo storico	11.703	207	258	199	(51)		406	12.316
Fondo ammortamento	(5.717)			(212)	50	(226)	(388)	(6.105)
Svalutazioni	(824)							(824)

Le “Immobilizzazioni materiali” al 30 giugno 2021 sono pari a 5.387 milioni di euro (5.162 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e comprendono l'effetto dei primi consolidamenti pari a 207 milioni di euro.

Le variazioni del periodo, al netto dell'effetto di cui sopra, registrano un incremento di 18 milioni di euro così composto:

- incremento di 258 milioni di euro per investimenti effettuati nel periodo così come meglio descritti in seguito;
- decremento netto per altre variazioni pari a 13 milioni di euro dovuto principalmente a decrementi del fondo decommissioning e spese chiusura e post-chiusura discariche per 12 milioni di euro, a riclassifiche da immobilizzazioni materiali ad immobilizzazioni immateriali per 6 milioni di euro e ad incrementi dei diritti d'uso in applicazione del principio contabile IFRS16 per 4 milioni di euro;
- diminuzione di 1 milione di euro a seguito di smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
- riduzione di 226 milioni di euro imputabile agli ammortamenti di periodo.

Gli investimenti risultano così suddivisi:

- per la Business Unit Reti gli investimenti sono pari a 91 milioni di euro ed hanno riguardato: per 60 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 25 milioni di euro lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento; per 5 milioni di euro interventi sulla rete ed apparati in fibra ottica, nonché 1 milione di euro per interventi sulla rete di trasporto del gas;
- per la Business Unit Ambiente gli investimenti sono pari a 107 milioni di euro e si riferiscono: per 98 milioni di euro ad interventi sugli impianti di trattamento e smaltimento dei rifiuti del Gruppo; per 5 milioni di euro all'acquisizione di mezzi mobili per la raccolta dei rifiuti e per 4 milioni di euro all'acquisizione di attrezzature per la raccolta;
- per la Business Unit Generazione e Trading l'incremento è stato di 34 milioni di euro ed ha riguardato: per 26 milioni di euro gli investimenti sulle centrali termoelettriche, per 5 milioni di euro gli investimenti sulle centrali idroelettriche, nonché per 3 milioni di euro gli investimenti sugli impianti di energia da fonti rinnovabili;
- per la Business Unit Mercato l'incremento è stato di 15 milioni di euro ed ha riguardato: per 8 milioni di euro il Piano di efficientamento con nuove sorgenti luminose a tecnologia led, per 6 milioni di euro il Piano di efficienza energetica presso clienti, nonché per 1 milione di euro interventi sulla rete di ricarica veicoli elettrici;

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

- per la Business Unit Corporate gli investimenti, pari a 11 milioni di euro, hanno riguardato principalmente interventi sui fabbricati nelle aree di Milano, Como, Brescia ed il nuovo Polo Tecnologico di Cremona.

Tra le immobilizzazioni materiali sono comprese “Attività per diritti d’uso” per complessivi 118 milioni di euro (113 milioni di euro al 31 dicembre 2020), iscritti con la metodologia prevista dal principio IFRS 16 e per i quali il debito residuo verso le società locatrici, al 30 giugno 2021 risulta pari a 113 milioni di euro (110 milioni di euro al 31 dicembre 2020). Si riporta di seguito un dettaglio delle “Attività per diritti d’uso” derivanti da leasing operativi e finanziari al 30 giugno 2021:

Attività consistenti in diritti di utilizzo milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primi consolid. 2021	Variazioni del periodo			Valore al 30 06 2021
			Altre variazioni	Ammort.	Totale variazioni	
Terreni	17	5	2	(2)		22
Fabbricati	19			(4)	(4)	15
Impianti e macchinari	33	9				42
Attrezzature industriali, commerciali e altri beni	28		1	(2)	(1)	27
Automezzi	16		1	(5)	(4)	12
Totale	113	14	4	(13)	(9)	118

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:

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

In relazione alle Concessioni idroelettriche di grande derivazione si segnala che, in sede di conversione in legge (Legge n. 12/2019) con modificazioni del D.L. 14 dicembre 2018, n. 135 (cd. D.L. Semplificazioni), il Legislatore è intervenuto all’art. 11-quater con un riordino complessivo della disciplina inerente le concessioni idroelettriche di grande derivazione (> 3 MW), come meglio descritto al paragrafo “Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A – Business Unit Generazione e Trading”. Il Gruppo sta continuando l’analisi degli impatti derivanti dall’evoluzione normativa, anche alla luce delle nuove norme regionali emanate nell’anno 2020, 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.

2) Immobilizzazioni immateriali

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid.	Variazioni del periodo					Valore al 30 06 2021
			Investim.	Ricl./Altre variazioni	Smobiliz./ Cessioni	Ammort.	Totale variazioni	
Diritti di brevetto industriale e utilizzazione opere dell'ingegno	40		7	4		(11)		40
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.876		94	12	(1)	(71)	34	1.910
Avviamento	426	65		(12)			(12)	479
Immobilizzazioni in corso	74		46	(11)			35	109
Altre immobilizzazioni immateriali	321	19	8	40		(15)	33	373
Totale	2.737	84	155	33	(1)	(97)	90	2.911

Le “Immobilizzazioni immateriali” al 30 giugno 2021 sono pari a 2.911 milioni di euro (2.737 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e comprendono l’effetto dei primi consolidamenti pari a 84 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 e al ciclo idrico integrato.

Le variazioni del periodo, al netto dell'effetto di cui sopra, registrano un incremento complessivo pari a 90 milioni di euro così composto:

- incremento di 155 milioni di euro per investimenti effettuati nel periodo così come meglio descritti in seguito;
- incremento netto di 33 milioni di euro per altre variazioni, dovute principalmente all'incremento dei certificati ambientali del portafoglio industriale per 26 milioni di euro, a riclassifiche da immobilizzazioni materiali ad immobilizzazioni immateriali per 6 milioni di euro;
- diminuzione di 1 milione di euro a seguito di smobilizzi del periodo al netto del relativo fondo di ammortamento;
- riduzione di 97 milioni di euro imputabile agli ammortamenti del periodo.

Gli investimenti delle "Immobilizzazioni immateriali" risultano così suddivisi:

- per la Business Unit Reti gli investimenti pari a 112 milioni di euro sono dovuti: ad interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti dell'area distribuzione gas ed alla sostituzione di tubazioni interrato in media e bassa pressione per 53 milioni di euro; a lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione per 45 milioni di euro; ad oneri di contrattazione Centrali Calore dell'area Milano per 2 milioni di euro, nonché ad implementazione di sistemi informativi per 12 milioni di euro;
- per la Business Unit Mercato l'incremento è pari a 22 milioni di euro dovuti per 14 milioni di euro ad implementazione di sistemi informativi, per 7 milioni di euro ai costi sostenuti per le nuove acquisizioni e mantenimento del portafoglio clienti e per 1 milione di euro alla capitalizzazione di oneri di concessione per la gestione delle nuove reti di illuminazione pubblica;
- per la Business Unit Corporate l'incremento è pari a 16 milioni di euro dovuti principalmente all'implementazione di sistemi informativi;
- per la Business Unit Generazione e Trading l'incremento è pari a 3 milioni di euro e riguarda l'implementazione di sistemi informativi;
- per la Business Unit Ambiente l'incremento è pari a 2 milioni di euro e riguarda principalmente l'implementazione di sistemi informativi.

La voce "Altre immobilizzazioni immateriali" al 30 giugno 2021 ammonta a 373 milioni di euro (321 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e accoglie:

- 229 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 102 milioni di euro al Gruppo ACSM-AGAM, per 41 milioni di euro al Gruppo AEB, per 42 milioni di euro alla società A2A Energia S.p.A., per 15 milioni di euro alla società A2A Recycling S.r.l., per 11 milioni di euro ad Electrometal S.r.l., per 9 milioni di euro ad Asm Energia S.p.A., per 5 milioni di euro alla società YADA ENERGIA S.r.l. e per 4 milioni di euro Suncity Energy S.r.l., Aprica S.p.A. e LumEnergia S.p.A.;
- 54 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;
- 53 milioni di euro per Titoli Ambientali: quote di emissione e Certificati Bianchi (portafoglio Industriale);
- 13 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;
- 24 milioni di euro relativi principalmente a oneri e costi pluriennali e a diritti di superficie e/o di servitù.

Avviamento

L'avviamento al 30 giugno 2021 ammonta a 479 milioni di euro:

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Variazioni del periodo					Valore al 30 06 2021
		Riclassif.	Primo consolid. acquis. 2021	Effetto PPA	Svalutaz.	Totale variazioni	
CGU:							
A2A Reti Elettriche	-					-	-
A2A Ambiente	269					-	269
A2A Reti Gas	41					-	41
A2A Gas	31					-	31
A2A Calore	22					-	22
Energia Elettrica	1					-	1
Totale	364	-	-	-	-	-	364
Effetti primo Consolidamento							
Gruppo AEB	50					-	50
Flabrum e Solar Italy V	12			(12)		(12)	-
Octopus	-		65			65	65
Totale	62	-	65	(12)	-	53	115
Totale Avviamento	426	-	65	(12)	-	53	479

Nel corso dell'esercizio 2021 il Gruppo A2A ha perfezionato l'acquisizione di 15 società con 17 impianti, precedentemente gestiti da Octopus Renewables, che ha determinato l'iscrizione di un avviamento pari a 65 milioni di euro.

Tale acquisizione rientra nei dettami dell'IFRS 3 e al 30 giugno 2021 non si è ancora conclusa la Purchase Price Allocation che verrà completata nelle tempistiche previste dal principio.

In conformità con quanto stabilito dall'IFRS 3 il Gruppo, con riferimento all'acquisizione delle società Flabrum S.r.l. e Solar Italy V S.r.l., avvenuta nel precedente esercizio, ha completato il processo di Purchase Price Allocation allocando interamente l'avviamento provvisoriamente iscritto al 31 dicembre 2020, pari a 12 milioni di euro.

Nel corso dell'esercizio 2021 il Gruppo provvederà ad allocare alle diverse CGU l'avviamento residuo derivante dall'operazione di aggregazione del Gruppo AEB, avvenuta in data 1° novembre 2020 e per la quale il processo di Purchase Price Allocation si era concluso già al 31 dicembre 2020.

Il Gruppo A2A svolge almeno annualmente l'impairment test.

Nel corso del primo semestre 2021 il management, ai fini dell'applicazione del principio contabile IAS 36, ha svolto un'attenta analisi dei risultati raggiunti rispetto al piano 2021-2030, considerando anche le assunzioni e le risultanze del processo di impairment svolto per il bilancio 2020, oltreché gli effetti derivanti dall'evoluzione della diffusione della pandemia COVID-19.

Alla luce delle analisi condotte sulla base delle evidenze disponibili al 30 giugno 2021 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 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2020	30 06 2021
Partecipazioni in imprese valutate con il metodo del Patrimonio netto	17	-	18	35	-	-
Altre attività finanziarie non correnti	36	2	13	51	21	21
Totale partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	53	2	31	86	21	21

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

Partecipazioni valutate col metodo del Patrimonio netto milioni di euro	TOTALE
Valori al 31 dicembre 2020	17
Effetto primo consolidamento acquisizioni 2021	-
Variazioni del periodo:	
- acquisizioni ed aumenti di capitale	7
- valutazioni a Patrimonio netto	3
- svalutazioni	-
- incassi dividendi di partecipazioni valutate ad equity	(3)
- cessioni	-
- altre variazioni	1
- riclassificazioni	10
Totale variazioni del periodo	18
Valori al 30 giugno 2021	35

La variazione in aumento intervenuta nelle “Partecipazioni in imprese valutate col metodo del Patrimonio netto” risulta pari a 18 milioni di euro ed è riconducibile alla variazione del metodo di consolidamento di Consul System S.p.A., che ha comportato un incremento netto pari a 8 milioni di euro, all’acquisizione del 27,7% della partecipazione in Saxa Gres S.p.A. per 7 milioni di euro ed altre variazioni in aumento per 3 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 2021 un saldo pari a 51 milioni di euro, con un incremento di 15 milioni di euro rispetto al dato al 31 dicembre 2020 riferibile per 2 milioni di euro agli effetti derivanti dai primi consolidamenti, per 14 milioni di euro alla riclassifica tra le attività non correnti, in seguito alla richiesta di deposito in apposito conto corrente, delle somme sottoposte a sequestro da parte del Tribunale di Taranto nell’ambito del procedimento in corso nei confronti della controllata Linea Ambiente S.r.l., e altre variazioni in diminuzione per 1 milione di euro.

Al 30 giugno 2021 le “Altre attività finanziarie non correnti” si riferiscono, oltreché alla fattispecie sopra menzionata, per 21 milioni di euro a crediti finanziari a medio/lungo termine, di cui 10 milioni di euro relativi a finanziamenti verso terzi e a crediti da leasing in applicazione dell’IFRS 16, 4 milioni di euro verso il Comune di Brescia, avente come oggetto la gestione dell’illuminazione pubblica in applicazione dell’IFRIC 12, e 7 milioni di euro derivanti dalla gestione dell’impianto biocubi di Cedrasco da parte della controllata Bioase in applicazione dell’IFRIC 12, per 7 milioni di euro a partecipazioni in altre imprese, per il cui dettaglio si rimanda all’allegato n. 5 “Elenco delle partecipazioni in altre imprese”, per 7 milioni di euro ad investimenti effettuati in start-up innovative tramite progetti di Corporate Venture Capital e ad altri crediti minori per 2 milioni di euro.

4) Attività per imposte anticipate

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni nette del periodo	Valore al 30 06 2021
Attività per imposte anticipate	265	-	142	407

Le “Attività per imposte anticipate” ammontano a 407 milioni di euro (265 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e presentano un incremento di 142 milioni di euro. Nel corso del periodo in esame sono state rilasciate imposte differite passive per 151 milioni di euro, accantonate imposte anticipate per 17 milioni di euro ed è stata iscritta un imposta sostitutiva pari a 23 milioni di euro a seguito dell’opzione di riallineamento di cui al D.L. 104/2020, esercitata da alcune società del Gruppo, che consente 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.

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 2021 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 2020	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	Altri movim./ Riclass	Bilancio consolidato 30 06 2021
Dettaglio imposte differite (attive/passive)										
Passività per imposte differite										
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	486	-	-	(151)	-	(151)	-	-	-	335
Applicazione del principio del leasing finanziario (IFRS 16)	5	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IFRS 9)	-	-	-	-	-	-	-	27	5	32
Differenze di valore delle immobilizzazioni immateriali	79	-	-	-	-	-	-	-	-	79
Plusvalenze rateizzate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trattamento di fine rapporto	2	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Avviamento	6	-	-	-	-	-	-	-	-	6
Altre imposte differite	2	5	-	-	-	-	-	1	-	8
Totale passività per imposte differite (A)	580	5	-	(151)	-	(151)	-	28	5	467
Attività per imposte anticipate										
Fondi rischi tassati	111	-	-	-	-	-	-	-	-	111
Differenze di valore delle immobilizzazioni materiali	526	-	-	-	-	-	-	-	-	526
Applicazione del principio degli strumenti finanziari (IFRS 9)	(5)	-	-	-	-	-	-	-	5	-
Fondo rischi su crediti	11	-	-	-	-	-	-	-	-	11
Differenze di valore delle immobilizzazioni immateriali	5	-	17	-	-	17	-	-	-	22
Contributi	16	-	-	-	-	-	-	-	-	16
Avviamento	173	-	-	-	-	-	-	-	-	173
Altre imposte anticipate	8	5	-	-	-	-	-	-	2	15
Totale attività per imposte anticipate (B)	845	5	17	-	-	17	-	-	7	874
EFFETTO NETTO IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE/PASSIVE (B-A)	265	-	17	151	-	168	-	(28)	2	407

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) Altre attività non correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2020	30 06 2021
Altre attività non correnti	28	-	(3)	25	-	-
Totale altre attività non correnti	28	-	(3)	25	-	-

Le “Altre attività non correnti”, in riduzione di 3 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020, risultano composte da depositi cauzionali e da costi già sostenuti ma di competenza di esercizi futuri.

ATTIVITÀ CORRENTI

6) Rimanenze

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021
- Materiali	77	8	3	88
- Fondo obsolescenza materiali	(20)		(1)	(21)
Totale materiali	57	8	2	67
- Combustibili	73		4	77
- Altre	9		9	18
Materie prime, sussidiarie e di consumo	139	8	15	162
Combustibili presso terzi	-		-	-
Totale rimanenze	139	8	15	162

Le “Rimanenze” sono pari a 162 milioni di euro (139 milioni di euro al 31 dicembre 2020), al netto del relativo fondo obsolescenza per 21 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

Le rimanenze, al netto degli effetti dei primi consolidamenti pari a 8 milioni di euro, presentano un incremento complessivo pari a 15 milioni di euro così di seguito dettagliato:

- 4 milioni di euro riconducibili all’incremento delle giacenze di combustibili (che 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);
- 2 milioni di euro all’incremento delle giacenze di materiali comprensivo dell’accantonamento al fondo obsolescenza materiali;
- 11 milioni di euro all’incremento delle rimanenze di certificati bianchi di trading;
- altre variazioni in diminuzione per 2 milioni di euro.

7) Crediti commerciali

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021
Crediti commerciali fatture emesse	831	8	26	865
Crediti commerciali fatture da emettere	1.329		(254)	1.075
(Fondo rischi su crediti)	(130)		(4)	(134)
Totale crediti commerciali	2.030	8	(232)	1.806

Al 30 giugno 2021 i “Crediti commerciali” risultano pari a 1.806 milioni di euro (2.030 milioni di euro al 31 dicembre 2020), con un decremento di 224 milioni di euro. Nel dettaglio le variazioni hanno riguardato:

- per 212 milioni di euro, la riduzione dei crediti commerciali verso clienti che al 30 giugno 2021 presentano un saldo di 1.704 milioni di euro (1.916 milioni di euro al 31 dicembre 2020);

- per 4 milioni di euro la riduzione dei crediti verso società collegate, che presentano un saldo pari a 25 milioni di euro (29 milioni di euro al termine del precedente esercizio);
- per 8 milioni di euro, la riduzione dei crediti verso i comuni di Milano e Brescia che evidenziano un saldo complessivo pari a 77 milioni di euro (85 milioni di euro nell'esercizio precedente).

Il "Fondo rischi su crediti", calcolato in ottemperanza al principio IFRS 9, è pari a 134 milioni di euro e presenta un incremento netto di 4 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020. Tale fondo è ritenuto congruo rispetto al rischio cui si riferisce.

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

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Accanton.	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30 06 2021
Fondo rischi su crediti	130	-	10	(6)	-	134

Nel corso del primo semestre 2021, non sono stati registrati significativi impatti negativi sul credito commerciale da clienti Retail a seguito della pandemia da COVID-19. I tempi di incasso ("DSO") al 30 giugno 2021 sono infatti risultati allineati a quelli al 31 dicembre 2020. Le perdite su crediti realizzate nel primo semestre 2021 non si discostano significativamente da quelle rilevate negli esercizi precedenti, conseguentemente il Gruppo ha provveduto ad accantonare a Fondo Svalutazione crediti un importo pari a 10 milioni di euro.

Si ricorda inoltre che il Gruppo, tenendo conto che gli impatti relativi all'emergenza sanitaria non si sono esauriti ma potrebbero essere solo posticipati nel tempo (riduzione degli ammortizzatori, possibili chiusure definitive di alcune attività nel corso dei prossimi mesi), già in sede di valutazione dei rischi delle perdite attese su crediti al 31 dicembre 2020, come previsto dal principio IFRS 9, ha ritenuto opportuno introdurre un correttivo di "svalutazione specifica emergenza Coronavirus", in alcuni casi anche su fasce di scaduto inferiore a 270 giorni.

Si riporta di seguito l'aging dei crediti commerciali:

milioni di euro	30 06 2021	31 12 2020
Crediti commerciali di cui:	1.806	2.030
Correnti	570	588
Scaduti di cui:	295	241
- Scaduti fino a 30 gg	74	55
- Scaduti da 31 a 180 gg	82	51
- Scaduti da 181 a 365 gg	25	40
- Scaduti oltre 365 gg	114	95
Fatture da emettere	1.075	1.331
Fondo rischi su crediti	(134)	(130)

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

8) Altre attività correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2020	30 06 2021
Strumenti derivati correnti (derivati commodity)	426		1.303	1.729	-	-
Altre attività correnti di cui:	259	10	(19)	250		
- crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	112		(59)	53		
- anticipi a fornitori	27		3	30		
- crediti verso il personale	1		-	1		
- crediti tributari	53	5	(14)	44		
- crediti di competenza di esercizi/periodi futuri	24	2	41	67		
- crediti verso Ergosud	2		(2)	-		
- crediti verso enti previdenziali	2		1	3		
- Ufficio del bollo	1		-	1		
- crediti per risarcimenti danni	3		(1)	2		
- crediti per anticipi COSAP	2		0	2		
- crediti per depositi cauzionali	3		12	15		
- crediti per canone RAI	3		4	7		
- altri crediti diversi	26	3	(4)	25		
Totale altre attività correnti	685	10	1.284	1.979	-	-

Le “Altre attività correnti”, presentano un saldo pari a 1.979 milioni di euro rispetto ai 685 milioni di euro al 31 dicembre 2020, evidenziando, al netto dei primi consolidamenti pari a 10 milioni di euro, un incremento di 1.284 milioni di euro.

Gli “Strumenti derivati correnti” presentano un incremento di 1.303 milioni di euro correlato ai significativi differenziali tra prezzi di sottoscrizione e prezzi forward, influenzati dalla volatilità dei prezzi nei mercati delle materie prime. Si segnala che tra le “Altre passività correnti” è iscritta la voce “Strumenti derivati correnti” per 1.611 milioni di euro.

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, pari a 53 milioni di euro (112 milioni di euro al 31 dicembre 2020), si riferiscono ai crediti per perequazioni pertinenti sia all'esercizio 2021 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 44 milioni di euro, si riferiscono principalmente a crediti verso l'Erario per accise e ritenute.

9) Attività finanziarie correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2020	30 06 2021
Altre attività finanziarie	11	-	(1)	10	11	10
Totale attività finanziarie correnti	11	-	(1)	10	11	10

Le “Attività finanziarie correnti” risultano pari a 10 milioni di euro (11 milioni di euro al 31 dicembre 2020). 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 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021
Attività per imposte correnti	76	-	(28)	48

Al 30 giugno 2021 tale posta risulta pari a 48 milioni di euro (76 milioni di euro al 31 dicembre 2020) ed è riferita ai crediti IRES ed IRAP 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 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2020	30 06 2021
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.012	27	(715)	324	1.012	324

Le “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” al 30 giugno 2021 rappresentano la somma dei saldi bancari e postali attivi del Gruppo. La variazione positiva relativa all’effetto del primo consolidamento delle acquisizioni del 2021 è pari a 27 milioni di euro.

I depositi bancari includono gli interessi maturati anche se non ancora accreditati alla fine dell’esercizio in esame.

12) Attività non correnti destinate alla vendita

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2020	30 06 2021
Attività non correnti destinate alla vendita	28	-	(26)	2	-	-

Al 30 giugno 2021 le “Attività non correnti destinate alla vendita” risultano pari a 2 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e si riferiscono interamente alla partecipazione in Ge.S.I. S.r.l. in seguito all’esercizio dell’opzione di vendita dell’intera partecipazione detenuta effettuato in data 23 novembre 2020. La variazione in diminuzione rispetto al 31 dicembre 2020, pari a 26 milioni di euro, si riferisce al deconsolidamento delle attività della società Consul System S.p.A. riconducibile alla cessione di una quota pari al 26% della partecipazione stessa e conseguente modifica del metodo di consolidamento da integrale a equity.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ

PATRIMONIO NETTO

La composizione del Patrimonio netto, il cui valore al 30 giugno 2021 risulta pari a 4.179 milioni di euro (4.116 milioni di euro al 31 dicembre 2020), è dettagliata nella seguente tabella:

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021
Patrimonio netto di spettanza del Gruppo:			
Capitale sociale	1.629	-	1.629
(Azioni proprie)	(54)	(109)	(163)
Riserve	1.598	181	1.779
Risultato del periodo di Gruppo	364	(24)	340
Totale Patrimonio del Gruppo	3.537	48	3.585
Interessi di minoranze	579	15	594
Totale Patrimonio netto	4.116	63	4.179

La movimentazione del Patrimonio netto è complessivamente positiva per 63 milioni di euro. Il risultato del periodo ha prodotto un effetto positivo per 340 milioni di euro, compensato dalla distribuzione del dividendo per 248 milioni di euro.

Nel secondo trimestre 2021 ha avuto luogo il programma di acquisto di azioni proprie autorizzato dall'Assemblea degli Azionisti in data 29 aprile 2021, che ha comportato un incremento delle azioni proprie in portafoglio per 109 milioni di euro.

Si evidenzia, infine, una variazione netta positiva dei derivati Cash flow hedge e delle riserve IAS 19 per complessivi 68 milioni di euro ed una variazione netta positiva degli interessi delle minoranze per 15 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) Azioni proprie

Le “Azioni proprie” sono pari a 163 milioni di euro, con un incremento di 109 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020, in virtù del programma di acquisto di azioni proprie avviato in data 13 maggio 2021 e conclusosi in data 24 giugno 2021.

A seguito di tale operazione, la capogruppo A2A S.p.A. possiede attualmente n. 86.154.895 azioni proprie, pari al 2,75% del Capitale sociale.

15) Riserve

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021
Riserve	1.598	181	1.779
di cui:			
- Variazione fair value derivati Cash flow hedge e fair value Bond	(7)	91	84
- Effetto fiscale	1	(27)	(26)
Riserve di Cash flow hedge	(6)	64	58
Variazione riserve IAS 19 Revised - Benefici a dipendenti	(66)	5	(61)
Effetto fiscale	17	(1)	16
Riserve IAS 19 Revised - Benefici a dipendenti	(49)	4	(45)

Le “Riserve”, che ammontano a 1.779 milioni di euro (1.598 milioni di euro al 31 dicembre 2020), 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 58 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 45 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".

16) Risultato del periodo

Risulta positivo per 340 milioni di euro ed accoglie il risultato del primo semestre 2021.

17) Interessi di minoranze

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021
Interessi di minoranze	579	15	594

Gli "Interessi di minoranze" ammontano a 594 milioni di euro al 30 giugno 2021 (579 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e rappresentano, principalmente, le quote di capitale, di riserve e di risultato di spettanza degli azionisti di minoranza relativi ai Soci terzi.

L'incremento netto del primo semestre 2021, pari a 15 milioni di euro, è imputabile all'effetto contrapposto dell'attribuzione dell'utile di terzi del periodo per 30 milioni di euro, al netto dei dividendi distribuiti alle minoranze per 10 milioni di euro e ad altre variazioni negative per 5 milioni di euro.

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

PASSIVITÀ

PASSIVITÀ NON CORRENTI

18) Passività finanziarie non correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2020	30 06 2021
Obbligazioni non convertibili	2.690	-	(502)	2.188	2.690	2.188
Debiti verso banche	928	40	(71)	897	928	897
Debiti finanziari per diritti d'uso non correnti	89	9	(8)	90	89	90
Debiti verso altri finanziatori	202	88	(88)	202	202	202
Totale passività finanziarie non correnti	3.909	137	(669)	3.377	3.909	3.377

Le “Passività finanziarie non correnti”, pari a 3.377 milioni di euro (3.909 milioni di euro al 31 dicembre 2020) presentano una diminuzione di 669 milioni di euro, al netto degli effetti relativi ai primi consolidamenti del primo semestre 2021 pari a 137 milioni di euro.

Le “Obbligazioni non convertibili” 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;
- 298 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;
- 106 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;
- 394 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 dell'0,625%, il cui valore nominale è pari a 500 milioni di euro.

Il decremento della componente non corrente delle “Obbligazioni non convertibili” rispetto al 31 dicembre 2020, pari a 502 milioni di euro, è dovuto principalmente alla riclassificazione alla voce “Passività finanziarie correnti” del bond da 500 milioni in scadenza a gennaio 2022 e al miglioramento del cambio ECB applicato al bond in yen.

I “Debiti verso banche” non correnti ammontano a 897 milioni di euro, l'effetto dei primi consolidamenti ha portato un incremento di 40 milioni di euro, tali debiti sono stati rimborsati anticipatamente. Nel corso del semestre l'ulteriore decremento di 31 milioni di euro è riconducibile al pagamento delle rate ordinarie scadute nel periodo, con conseguente riclassifica nella voce passività correnti delle quote di capitale in scadenza entro l'anno successivo.

I “Debiti verso altri finanziatori” si sono incrementati di 88 milioni di euro per effetto dei primi consolidamenti, tali debiti sono stati liquidati nel semestre.

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	2.698	2.717	529	2.188	2.817
Finanziamenti bancari e da altri finanziatori	1.226	1.224	125	1.099	1.245
Totale	3.924	3.941	654	3.287	4.062

19) Benefici a dipendenti

Al 30 giugno 2021 tale posta risulta pari a 261 milioni di euro (278 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e presenta le seguenti variazioni:

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Accant.	Utilizzi	Altre Variazioni	Valore al 30 06 2021
Trattamento di fine rapporto	148	-	18	(8)	(18)	140
Benefici a dipendenti	130	-	-	(4)	(5)	121
Totale benefici a dipendenti	278	-	18	(12)	(23)	261

La movimentazione del primo semestre 2021 è riconducibile per 18 milioni di euro agli accantonamenti del periodo, per 12 milioni di euro al decremento dovuto alle erogazioni e per 18 milioni di euro al decremento netto riferito principalmente ai versamenti ai fondi previdenziali. Inoltre, le valutazioni attuariali del periodo comprendono il decremento derivante dall'actuarial gains/losses per 5 milioni di euro.

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

	2021	2020
Tasso di attualizzazione	da -0,3% a 0,8%	da -0,3% a 0,3%
Tasso di inflazione annuo	0,8%	0,8%
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	2,1%	2,1%
Tasso annuo medio di incremento delle pensioni integrative	1,1%	1,1%
Frequenze annue di turnover	da 4,0% a 5,0%	da 4,0% 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);

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

- 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.

20) Fondi rischi, oneri e passività per discariche

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Accant.	Rilasci	Utilizzi	Altre Variazioni	Valore al 30 06 2021
Fondi decommissioning	301	3			(5)	(9)	290
Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche	184			(4)	(5)	(3)	172
Fondi fiscali	48		2				50
Fondi cause legali e contenziosi del personale	48						48
Altri fondi rischi	171		8	(4)	(2)	1	174
Fondi rischi, oneri e passività per discariche	752	3	10	(8)	(12)	(11)	734

I fondi rischi, oneri e passività per discariche al 30 giugno 2021 ammontano a 734 milioni di euro e presentano un decremento pari a 18 milioni di euro.

I “Fondi decommissioning”, che risultano pari a 290 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 5 milioni di euro, a copertura degli oneri sostenuti nel corso del periodo in esame e altre variazioni in decremento per 9 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”. Gli effetti derivanti dai primi consolidamenti risultano pari a 3 milioni di euro.

I “Fondi spese chiusura e post-chiusura discariche”, che risultano pari a 172 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, trentennale e cinquantennale, prevista dall'AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale). Le movimentazioni del primo semestre 2021 hanno riguardato utilizzi per 5 milioni di euro, che rappresentano gli esborsi effettivi nel periodo in esame, eccedenze per 4 milioni di euro, relative alle rettifiche dei fondi per discariche esaurite a seguito dell'aggiornamento del tasso di attualizzazione ed altre variazioni in diminuzione per 3 milioni di euro.

I “Fondi fiscali”, che risultano pari a 50 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 2020 per 2 milioni di euro a seguito degli accantonamenti del periodo.

I “Fondi cause legali e contenziosi del personale” risultano pari a 48 milioni di euro e si riferiscono a cause con terzi per 43 milioni di euro e con dipendenti per 3 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.

Gli “Altri fondi”, che risultano pari a 174 milioni di euro, si riferiscono ai fondi relativi ai canoni di derivazione d'acqua pubblica per 50 milioni di euro, al fondo mobilità per gli oneri derivanti dal piano di ristrutturazione aziendale per 6 milioni di euro, nonché ad altri fondi per 118 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 per 8 milioni di euro, riferiti principalmente a maggiori oneri per sovraccanoni di derivazione idroelettrica per 5 milioni di euro ed eccedenze per 4 milioni di euro.

21) Altre passività non correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2020	30 06 2021
Altre passività non correnti	127	1	-	128	-	31
Strumenti derivati non correnti	19	1	(5)	15	19	15
Totale altre passività non correnti	146	2	(5)	143	19	46

La voce in esame presenta al 30 giugno 2021 un decremento netto di 3 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.

Le “Altre passività non correnti”, che presentano un saldo pari a 128 milioni di euro, si riferiscono a depositi cauzionali da clienti per 69 milioni di euro, a passività di competenza di esercizi futuri per 14 milioni di euro, a debiti verso fornitori a medio/lungo termine per 3 milioni di euro, nonché ad altre passività non correnti per 42 milioni di euro, che comprendono debiti a lungo termine contratti per le acquisizioni portate a termine nel corso degli ultimi esercizi per 31 milioni di euro, in particolare nel settore fotovoltaico da parte della controllata A2A Rinnovabili S.p.A.. Tale ultima posta è stata inclusa tra le passività di natura finanziaria che contribuiscono alla posizione finanziaria netta di Gruppo, in applicazione dei nuovi orientamenti ESMA in merito alla rappresentazione dell’indebitamento finanziario.

Gli “Strumenti derivati non correnti” risultano pari a 15 milioni di euro e presentano una variazione negativa per 5 milioni di euro derivante dalla valutazione al fair value degli strumenti finanziari a chiusura del periodo in esame, al netto degli effetti relativi ai primi consolidamenti del primo semestre 2021 pari ad 1 milione di euro.

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

PASSIVITÀ CORRENTI

22) Debiti commerciali e altre passività correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2020	30 06 2021
Acconti	3		(3)	-		
Debiti verso fornitori	1.549	13	(108)	1.454		
Totale debiti commerciali	1.552	13	(111)	1.454	-	-
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	44		2	46		
Strumenti derivati correnti (derivati commodity)	403	1	1.207	1.611		
Altre passività correnti di cui:	419	7	147	573		
- Debiti verso il personale	96	1	(4)	93		
- Debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	81		56	137		
- Debiti tributari	45		118	163		
- Debiti per trasparenza fiscale	7		-	7		
- Debiti per componenti tariffarie sull'energia	66		(66)	-		
- Debiti per A.T.O.	3		1	4		
- Debiti verso clienti per lavori da eseguire	15		1	16		
- Debiti verso clienti per interessi su depositi cauzionali	2		-	2		
- Debiti verso soci terzi	1		9	10		
- Debiti per acquisto partecipazioni	20		(2)	18		
- Debiti per servizi ausiliari	15		3	18		
- Debiti per incassi da destinare	11		7	18		
- Debiti verso assicurazioni	5		-	5		
- Debiti per compensazioni accise	-		-	-		
- Debiti per compensazioni ambientali	3		-	3		
- Debiti per canone RAI	8		8	16		
- Altri debiti diversi	41	6	16	63		
Totale altre passività correnti	866	8	1.356	2.230	-	-
Totale debiti commerciali e altre passività correnti	2.418	21	1.245	3.684	-	-

I “Debiti commerciali e altre passività correnti” risultano pari a 3.684 milioni di euro (2.418 milioni di euro al 31 dicembre 2020), con un incremento di 1.266 milioni di euro.

I “Debiti commerciali” risultano pari a 1.454 milioni di euro e presentano, rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente, un decremento pari a 111 milioni di euro, al netto degli effetti derivanti dai primi consolidamenti del periodo pari a 13 milioni di euro.

I “Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale” risultano pari a 46 milioni di euro, in incremento di 2 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2020 e riguardano la posizione debitoria del Gruppo nei confronti di Istituti Previdenziali e Assistenziali.

Gli “Strumenti derivati correnti” risultano pari a 1.611 milioni di euro (403 milioni di euro al 31 dicembre 2020) 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.

Si segnala che tra le “Altre attività correnti” è iscritta la voce “Strumenti derivati correnti” per 1.729 milioni di euro.

Le “Altre passività correnti” si riferiscono principalmente a:

- debiti verso il personale per 93 milioni di euro (96 milioni di euro al 31 dicembre 2020) 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 2021;
- debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per 137 milioni di euro (81 milioni di euro al 31 dicembre 2020) 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. La voce comprende il debito per componenti tariffarie sull'energia pari a 60 milioni di euro (66 milioni di euro al 31 dicembre 2020) riclassificato dalla corrispettiva voce di dettaglio al termine del precedente esercizio in quanto l'esazione di tali oneri è passata dal GSE alla CSEA;
- debiti tributari per 163 milioni di euro (45 milioni di euro al 31 dicembre 2020), riferiti ai debiti verso l'Erario per accise, ritenute e Iva, con una variazione significativa rispetto al precedente esercizio imputabile in primo luogo all'incremento di 78 milioni di euro dei debiti per accise e all'incremento dei debiti Iva per 31 milioni di euro (posizione netta Iva a credito al 31 dicembre 2020);
- debiti verso soci terzi pari a 10 milioni di euro, in aumento di 9 milioni di euro nel primo semestre 2021 principalmente per effetto dell'iscrizione del dividendo relativo al precedente esercizio della società AEB S.p.A., liquidato nel mese di luglio 2021;
- debiti per acquisto partecipazioni per 18 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2020) relativi alle acquisizioni concluse negli esercizi precedenti nel settore fotovoltaico.

23) Passività finanziarie correnti

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2020	30 06 2021
Obbligazioni non convertibili	398	-	131	529	398	529
Debiti verso banche	168	17	(61)	124	168	124
Debiti finanziari per diritti d'uso correnti	21	2	-	23	21	23
Debiti verso altri finanziatori	1	26	(26)	1	1	1
Totale passività finanziarie correnti	588	45	44	677	588	677

Le “Passività finanziarie correnti” ammontano a 677 milioni di euro (588 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e presentano un incremento pari a 44 milioni di euro, al netto dell'effetto dei primi consolidamenti del semestre pari a 45 milioni di euro.

Le “Obbligazioni non convertibili” presentano un incremento di 131 milioni di euro, riconducibile alla riclassifica a breve termine del bond da 500 milioni di euro in scadenza a gennaio 2022, al rimborso del bond da 351 milioni di euro scaduto a gennaio 2021, con relativa cedola, e al pagamento delle cedole di altri bond.

I “Debiti verso banche” correnti ammontano a 124 milioni di euro, con una diminuzione di 44 milioni di euro rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente, nonostante 17 milioni di euro riconducibili ai primi consolidamenti dell'esercizio, grazie ai rimborsi anticipati di diversi finanziamenti e al pagamento delle rate ordinarie scadute nel primo semestre del 2021, al netto della riclassifica da medio-lungo termine a breve termine dei finanziamenti in essere.

24) Debiti per imposte

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021
Debiti per imposte	5	1	86	92

I “Debiti per imposte” risultano pari a 92 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e presentano un incremento di 86 milioni di euro rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente, al netto degli effetti relativi ai primi consolidamenti delle acquisizioni effettuate nel corso del periodo.

Tale posta comprende 21 milioni di euro, al netto dei pagamenti già effettuati nel semestre, di imposta sostitutiva iscritta a seguito del rilascio di imposte differite in relazione all'opzione di riallineamento di cui al D.L. 104/2020 esercitata dal Gruppo come meglio descritto alla nota 4) Attività per imposte anticipate.

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

milioni di euro	Valore al 31 12 2020	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	Variazioni del periodo	Valore al 30 06 2021	di cui comprese nella PFN	
					31 12 2020	30 06 2021
Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita	14	-	(14)	-	-	-

Al 30 giugno 2021 le “Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita” presentano un valore pari a zero. Il decremento rispetto al 31 dicembre 2020, pari a 14 milioni di euro, si riferisce al deconsolidamento della passività della società Consul System S.p.A. riconducibile alla cessione di una quota pari al 26% della partecipazione stessa e conseguente modifica del metodo di consolidamento da integrale a equity.

5.11 Indebitamento finanziario netto

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

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

	Note	30 06 2021	Effetto primo consolid. acquisizioni 2021	31 12 2020 Riesposto*	31 12 2020 Pubblicato
milioni di euro					
Obbligazioni-quota non corrente	18	2.188	-	2.690	2.690
Finanziamenti bancari non correnti	18	897	40	928	928
Debiti finanziari per diritti d'uso non correnti	18	90	9	89	89
Debiti verso altri finanziatori non correnti	18	202	88	202	202
Altre passività non correnti	21	46	1	50	19
Totale indebitamento a medio e lungo termine		3.423	138	3.959	3.928
Attività finanziarie non correnti verso parti correlate	3	(4)	-	(4)	(4)
Attività finanziarie non correnti	3	(17)	(2)	(17)	(17)
Totale crediti finanziari a medio e lungo termine		(21)	(2)	(21)	(21)
Totale indebitamento finanziario non corrente netto		3.402	136	3.938	3.907
Obbligazioni-quota corrente	23	529	-	398	398
Finanziamenti bancari correnti	23	124	17	168	168
Debiti finanziari per diritti d'uso correnti	23	23	2	21	21
Debiti verso altri finanziatori correnti	23	1	26	1	1
Altre passività correnti	22		1	-	-
Totale indebitamento a breve termine		677	46	588	588
Altre attività finanziarie correnti	9	(9)	-	(11)	(11)
Attività finanziarie correnti verso parti correlate	9	(1)	-	-	-
Totale crediti finanziari a breve termine		(10)	-	(11)	(11)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11	(324)	(27)	(1.012)	(1.012)
Totale indebitamento finanziario corrente netto		343	19	(435)	(435)
Indebitamento finanziario netto		3.745	155	3.503	3.472

* Il valore riesposto al 31 dicembre 2020 recepisce l'orientamento ESMA/31-62-1426 in merito alle poste patrimoniali da includere nella Posizione Finanziaria Netta per un ammontare pari a 31 milioni di euro.

La posizione finanziaria netta del Gruppo si attesta a 3.745 milioni di euro. L'applicazione dei nuovi orientamenti ESMA in merito alla rappresentazione dell'indebitamento finanziario ha comportato un peggioramento della posizione finanziaria netta per 31 milioni di euro, corrispondente ai prezzi differiti sorti a seguito di operazioni di M&A concluse nei precedenti esercizi. 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, contenziosi fiscali e reverse factoring, per un importo pari a circa 92 milioni di euro.

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

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

milioni di euro	31 12 2020	Flusso monetario	Flusso non monetario			30 06 2021
			Effetto primo consolid. acquisiz. 2021	Variazione fair value	Altre variazioni	
Obbligazioni	3.088	(369)		(4)	2	2.717
Debiti finanziari	1.409	(262)	182		8	1.337
Altre passività	19	(1)	2	(4)	30	46
Attività finanziarie	(32)	2	(2)		1	(31)
Passività nette derivanti da attività di finanziamento	4.484	(630)	182	(8)	41	4.069
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(1.012)	715	(27)			(324)
Indebitamento finanziario netto	3.472	85	155	(8)	41	3.745

5.12 Note illustrative alle voci di Conto economico

Il perimetro di consolidamento al 30 giugno 2021 è variato rispetto al precedente esercizio per effetto delle seguenti operazioni:

- acquisizione e consolidamento integrale da parte di LGH S.p.A. del 100% delle quote della società Agripower S.r.l., società specializzata nello sviluppo e gestione di impianti di generazione elettrica da biogas;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. e consolidamento integrale di 15 società con 17 impianti e 173 MW di potenza fotovoltaica installata, precedentemente gestiti da Octopus Renewables;
- acquisizione e consolidamento integrale da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. di Gash 1 S.r.l. e Gash 2 S.r.l., due società di progetto con autorizzazione a costruire due impianti fotovoltaici;
- nell'ambito dell'operazione che ha portato a rilevare il 27,7% di Saxa Gres S.p.A. da parte di A2A Ambiente S.p.A., sono state acquisite e consolidate integralmente le società Energia Anagni S.r.l. e Bioenergia Roccasecca S.r.l., società che gestiranno due impianti FORSU, ad oggi in costruzione. Nell'ambito della medesima operazione, A2A Ambiente S.p.A. ha costituito con quota maggioritaria due newco: Waldum Tadinum Energia S.r.l. e Bioenergia Gualdo S.r.l., entrambe consolidate integralmente.

Si segnala, infine, che la partecipazione detenuta da A2A Energy Solutions S.r.l. nella società Consul System S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, a seguito della cessione del 26% delle quote, perfezionata a fine gennaio 2021, viene consolidata ad equity.

Inoltre, i dati economici al 30 giugno 2021 risultano non omogenei rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente per effetto delle seguenti operazioni straordinarie avvenute nel secondo semestre 2020:

- consolidamento integrale del Gruppo AEB a partire dal 1° novembre 2020;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. e consolidamento integrale del 100% di Flabrum S.r.l. e di Solar Italy V S.r.l., società operanti nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

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

27) Ricavi

I “Ricavi” del periodo risultano pari a 4.060 milioni di euro (3.181 milioni di euro al 30 giugno 2020) e presentano quindi un incremento di 879 milioni di euro (+27,6%).

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Ricavi milioni di euro	30 06 2021	30 06 2020	Variazione	% giugno 2021/2020
Ricavi di vendita	3.357	2.541	816	32,1%
Ricavi da prestazioni	598	544	54	9,9%
Ricavi da commesse a lungo termine	-	(1)	1	(100,0%)
Totale ricavi di vendita e prestazioni	3.955	3.084	871	28,2%
Altri ricavi operativi	105	97	8	8,2%
Totale ricavi	4.060	3.181	879	27,6%

L’incremento ha riguardato i mercati energetici all’ingrosso, in particolare dell’energia elettrica, a seguito sia dell’aumento dei prezzi sia della crescita dei volumi venduti ed intermediati. In crescita anche i ricavi del mercato elettrico retail grazie all’aumento dei prezzi unitari e alle maggiori quantità vendute ai clienti del mercato libero. Alla variazione positiva, infine, hanno contribuito per circa il 20% i ricavi del Gruppo AEB, consolidato a partire dal 1° novembre 2020, e pari a 158 milioni di euro ed i ricavi derivanti dal primo consolidamento delle società acquisite nel corso del primo semestre 2021 pari a 14 milioni di euro.

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

milioni di euro	30 06 2021	30 06 2020	Variazione	% giugno 2021/2020
Vendita e distribuzione di energia elettrica	2.103	1.432	671	46,9%
Vendita e distribuzione di gas	999	917	82	8,9%
Vendita calore	109	98	11	11,2%
Vendita materiali	35	21	14	66,7%
Vendita acqua	41	37	4	10,8%
Vendite di certificati ambientali	53	23	30	n.s.
Contributi di allacciamento	17	13	4	30,8%
Totale ricavi di vendita	3.357	2.541	816	32,1%
Prestazioni a clienti	598	544	54	9,9%
Totale ricavi per prestazioni	598	544	54	9,9%
Ricavi da commesse a lungo termine	-	(1)	1	(100,0%)
Totale ricavi di vendita e prestazioni	3.955	3.084	871	28,2%
Reintegro costi centrale S. Filippo del Mela (impianto Unità essenziale)	28	28	-	0,0%
Risarcimenti danni	3	2	1	50,0%
Affitti attivi	2	1	1	100,0%
Sopravvenienze attive	13	15	(2)	(13,3%)
Incentivi alla produzione da fonti rinnovabili (feed-in tariff)	36	39	(3)	(7,7%)
Altri ricavi	23	12	11	91,7%
Altri ricavi operativi	105	97	8	8,2%
Totale ricavi	4.060	3.181	879	27,6%

I ricavi per vendita di calore aumentano di 11 milioni di euro principalmente in seguito ai maggiori volumi venduti rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio.

L'aumento dei ricavi per la vendita dei certificati ambientali, pari a 30 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile alla valorizzazione della maggiore disponibilità di certificati bianchi, approvvigionati in vista del prossimo termine per annullamento (mese di luglio) a fronte dello slittamento del termine (mese di novembre) deciso nell'anno precedente.

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".

28) Costi operativi

I "Costi operativi" sono pari a 2.991 milioni di euro (2.267 milioni di euro al 30 giugno 2020) e registrano pertanto un incremento di 724 milioni di euro.

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

Costi operativi milioni di euro	30 06 2021	30 06 2020	Variazione	% giugno 2021/2020
Costi per materie prime e di consumo	2.132	1.573	559	35,5%
Costi per servizi	712	578	134	23,2%
Totale costi per materie prime e servizi	2.844	2.151	693	32,2%
Altri costi operativi	147	116	31	26,7%
Totale costi operativi	2.991	2.267	724	31,9%

I "Costi per materie prime e servizi" ammontano a 2.844 milioni di euro (2.151 milioni di euro al 30 giugno 2020) e presentano un incremento di 693 milioni di euro di cui 101 milioni di euro riferibili al consolidamento del Gruppo AEB e di cui 6 milioni di euro derivanti dal primo consolidamento delle società acquisite nel corso del primo semestre 2021.

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

- i maggiori acquisti di materie prime e di consumo per 595 milioni di euro, riconducibili all'incremento dei costi per acquisti di energia e combustibili per 537 milioni di euro, all'incremento degli oneri correlati all'acquisto di certificati ambientali per 55 milioni di euro, all'aumento degli acquisti di materiali per 8 milioni di euro ed all'effetto netto degli oneri/proventi da copertura su derivati operativi che si decrementano di 5 milioni di euro;
- l'incremento degli oneri di vettoriamiento, appalti e prestazioni di servizi per 134 milioni di euro;
- la variazione in diminuzione delle rimanenze di combustibili e materiali per 36 milioni di euro.

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

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

milioni di euro	30 06 2021	30 06 2020	Variazione	% giugno 2021/2020
Acquisti di energia e combustibili	1.936	1.399	537	38,4%
Acquisti di materiali	76	68	8	11,8%
Acquisti di acqua	1	1	0	0,0%
Oneri da coperture su derivati operativi	2	5	(3)	(60,0%)
Proventi da coperture su derivati operativi	(5)	(3)	(2)	66,7%
Acquisti di certificati e diritti di emissione	130	75	55	73,3%
Totale costi per materie prime e di consumo	2.140	1.545	595	38,5%
Oneri di vettoriamiento e trasmissione	385	297	88	29,6%
Manutenzioni e riparazioni	105	80	25	31,3%
Altri servizi	222	201	21	10,4%
Totale costi per servizi	712	578	134	23,2%
Variazione delle rimanenze di combustibili e materiali	(8)	28	(36)	n.s.
Totale costi per materie prime e servizi	2.844	2.151	693	32,2%
Godimento beni di terzi	61	37	24	64,9%
Canoni concessioni	46	43	3	7,0%
Contributi a enti territoriali, consortili e ARERA	5	5	0	0,0%
Imposte e tasse	17	17	0	0,0%
Danni e penalità	3	2	1	50,0%
Sopravvenienze passive	4	5	(1)	(20,0%)
Altri costi	11	7	4	57,1%
Altri costi operativi	147	116	31	26,7%
Totale costi operativi	2.991	2.267	724	31,9%

Margine attività di trading

La tabella sottostante riporta i risultati derivanti dalle negoziazioni dei Portafogli di trading 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 2021	30 06 2020	Variazione
Ricavi	27	(323)	1.129	(1.452)
Costi operativi	28	325	(1.123)	1.448
Totale margine attività di trading		2	6	(4)

La marginalità delle attività di trading risulta in diminuzione di 4 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2020. Tale riduzione è da attribuire soprattutto all'improvvisa e repentina crescita dei prezzi delle commodity energetiche registrata già nel corso dell'ultima parte del 2020 e ancor di più nel corso del primo semestre 2021, innescata da una notevole competizione internazionale nell'acquisto di materie prime. In questo contesto l'Europa ha visto un deciso crollo di liquidità nei principali mercati energetici nei primi cinque mesi del 2021. Nel corso dei mesi di maggio e giugno, il trend di crescita dei volumi intermediati ha comunque permesso un parziale recupero dei flussi gestiti e del conseguente profitto.

29) Costi per il personale

Al 30 giugno 2021 il costo del lavoro, al netto degli oneri capitalizzati, è risultato complessivamente pari a 379 milioni di euro (355 milioni di euro al 30 giugno 2020) di cui 20 milioni di euro riferiti al consolidamento del Gruppo AEB e di cui 1 milione di euro riferito al primo consolidamento delle società acquisite nel primo semestre 2021.

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

Costi per il personale milioni di euro	30 06 2021	30 06 2020	Variazione	% giugno 2021/2020
Salari e stipendi	293	266	27	10,2%
Oneri sociali	97	90	7	7,8%
Trattamento di fine rapporto	18	15	3	20,0%
Altri costi	20	21	(1)	(4,8%)
Totale costi per il personale al lordo delle capitalizzazioni	428	392	36	9,2%
Costi per il personale capitalizzati	(49)	(37)	(12)	32,4%
Totale costi per il personale	379	355	24	6,8%

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

	30 06 2021	30 06 2020	Variazione
Dirigenti	210	194	16
Quadri	774	777	(3)
Impiegati	5.654	5.202	452
Operai	6.432	6.054	378
Totale	13.070	12.227	843

Al 30 giugno 2021 il costo del lavoro medio pro-capite, non considerando gli effetti derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB, è risultato pari a 29,14 migliaia di euro. Nel corrispondente periodo del precedente esercizio risultava pari a 29,03 migliaia di euro.

Al 30 giugno 2021 i dipendenti del Gruppo risultano pari a 13.213, di cui 729 derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB. Al 30 giugno 2020 i dipendenti del Gruppo risultavano pari a 12.316 unità.

Nella voce altri costi del personale sono compresi, per un valore inferiore al milione, (2 milioni di euro al 30 giugno 2020) costi inerenti l’onere complessivo relativo al piano di ristrutturazione aziendale correlato alle future uscite dei dipendenti per mobilità.

30) Margine operativo lordo

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il “Margine operativo lordo” consolidato al 30 giugno 2021 è pari a 690 milioni di euro (559 milioni di euro al 30 giugno 2020) di cui 32 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB.
Per un maggiore approfondimento si rimanda a quanto descritto nel paragrafo “Analisi per settore di attività”.

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

31) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Gli “Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni” sono pari a 335 milioni di euro (278 milioni di euro al 30 giugno 2020), di cui 16 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB, e presentano un incremento di 57 milioni di euro.

Nella successiva tabella si evidenziano le poste di dettaglio:

Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni milioni di euro	30 06 2021	30 06 2020	Variazione	% giugno 2021/2020
Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	97	66	31	47,0%
Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	226	198	28	14,1%
Totale ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	323	264	59	22,3%
Accantonamenti per rischi	2	(2)	4	n.s
Accantonamento per rischi su crediti compresi nell'attivo circolante	10	16	(6)	(37,5%)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	335	278	57	20,5%

Gli “Ammortamenti e svalutazioni” risultano pari a 323 milioni di euro (264 milioni di euro al 30 giugno 2020) di cui 13 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB e registrano un incremento complessivo di 59 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 97 milioni di euro (66 milioni di euro al 30 giugno 2020). La voce rileva maggiori ammortamenti per 31 milioni di euro di cui 7 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB, 2 milioni di euro relativi al servizio idrico integrato, 2 milioni di euro relativi alle reti gas, 7 milioni di euro all’implementazione di sistemi informativi, 11 milioni di euro relativi alla ripresa degli ammortamenti afferenti la rete di distribuzione gas nell’ATEM Milano1, 2 milioni di euro relativi al consolidamento di Flabrum ed Agripower.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 28 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2020 e riguardano:

- maggiori ammortamenti per 6 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB;
- maggiori ammortamenti per 9 milioni di euro correlati al piano di sostituzione contatori elettrici;
- maggiori ammortamenti per 9 milioni di euro riferiti principalmente agli investimenti entrati in produzione successivamente al 30 giugno 2020;
- maggiori ammortamenti per 4 milioni di euro riferiti al consolidamento, a partire dall’esercizio 2021, di Agripower ed Octopus.

In relazione alle Concessioni idroelettriche di grande derivazione si rimanda alla nota 1) Immobilizzazioni materiali per un maggior dettaglio derivante dall’evoluzione normativa del settore.

Gli “Accantonamenti per rischi” presentano un effetto netto pari a 2 milioni di euro (effetto netto positivo per 2 milioni di euro al 30 giugno 2020) dovuto agli accantonamenti del periodo per 10 milioni di euro, rettificati dalle eccedenze per 8 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere.

Gli accantonamenti del periodo hanno riguardato per 5 milioni di euro l'accantonamento per canoni di derivazione d’acqua pubblica, per 2 milioni di euro accantonamenti a fondi fiscali, per 1 milione di euro accantonamenti a fondi spese chiusura e post-chiusura su discariche e per 2 milioni di euro altri accantonamenti per contenziosi in essere. Le eccedenze di fondi rischi ammontano a 8 milioni di euro e si riferiscono per 4 milioni di euro al rilascio di fondi per spese chiusura e post-chiusura su discariche, per 2 milioni di euro al rilascio di fondi per contenziosi legali e ad altri rilasci per 2 milioni di euro.

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 10 milioni di euro (16 milioni di euro al 30 giugno 2020) di cui 1 milione di euro derivante dal consolidamento del Gruppo AEB, determinato dall'accantonamento del periodo.

32) Risultato operativo netto

Il “Risultato operativo netto” risulta pari a 355 milioni di euro (281 milioni di euro al 30 giugno 2020).

33) Risultato da transazioni non ricorrenti

Il “Risultato da transazioni non ricorrenti” non presenta alcun valore al 30 giugno 2021.

34) Gestione finanziaria

La “Gestione finanziaria” presenta un saldo negativo di 26 milioni di euro (negativo per 38 milioni di euro al 30 giugno 2020).

Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative:

Gestione finanziaria milioni di euro	30 06 2021	30 06 2020	Variazione	% giugno 2021/2020
Proventi finanziari	10	6	4	66,7%
Oneri finanziari	(39)	(45)	6	(13,3%)
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	3	1	2	n.s
Totale gestione finanziaria	(26)	(38)	12	(31,6%)

I “Proventi finanziari” ammontano a 10 milioni di euro (6 milioni di euro al 30 giugno 2020) e sono così composti:

Proventi finanziari milioni di euro	30 06 2021	30 06 2020	Variazione	% giugno 2021/2020
Plusvalenze da alienazione di attività finanziarie	2	-	2	n.s.
Altri proventi finanziari di cui:	8	6	2	33,3%
- Proventi finanziari verso Comune di Brescia (IFRIC 12)	3	3	-	0,0%
- Utili su cambi	1	1	-	0,0%
- Altri proventi	4	2	2	100,0%
Totale proventi finanziari	10	6	4	66,7%

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 “Oneri finanziari”, che ammontano a 39 milioni di euro presentano un decremento di 6 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2020 e sono così composti:

Oneri finanziari milioni di euro	30 06 2021	30 06 2020	Variazione	% giugno 2021/2020
Interessi su prestiti obbligazionari	30	36	(6)	(16,7%)
Interessi verso istituti di credito	3	1	2	n.s.
Realized su derivati finanziari	1	2	(1)	(50,0%)
Oneri da Decommissioning	1	1	0	0,0%
Altri oneri finanziari di cui:	4	5	(1)	(20,0%)
- Oneri di attualizzazione	1	1	-	0,0%
- Oneri finanziari (IFRS 16)	1	1	-	0,0%
- Oneri finanziari (IFRIC 12)	1	1	-	0,0%
- Perdite su cambi	1	1	-	0,0%
- Altri oneri	-	1	(1)	(100,0%)
Totale oneri finanziari al lordo delle capitalizzazioni	39	45	(6)	(13,3%)
Oneri finanziari capitalizzati	-	-		
Totale oneri finanziari	39	45	(6)	(13,3%)

La diminuzione degli interessi su prestiti obbligazionari pari a 6 milioni di euro è principalmente riconducibile al rifinanziamento di obbligazioni a tassi inferiori.

La valutazione secondo il metodo del Patrimonio netto delle partecipazioni risulta pari a 3 milioni di euro (1 milione di euro al 30 giugno 2020) ed è riconducibile principalmente alla valutazione positiva delle partecipazioni detenute nelle società Consul System e Metamer.

35) Oneri per imposte sui redditi

Gli “Oneri per imposte sui redditi” nel periodo in esame sono risultati pari a -41 milioni di euro (78 milioni di euro al 30 giugno 2020).

Si segnala che in occasione della chiusura semestrale 2021 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 inoltre che nel corso del periodo in esame sono state rilasciate imposte differite passive per 151 milioni di euro, accantonate imposte anticipate per 17 milioni di euro ed è stata iscritta un'imposta sostitutiva pari a 23 milioni di euro a seguito dell'opzione di riallineamento di cui al D.L. 104/2020, esercitata da alcune società del Gruppo, che consente 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.

36) Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita

Il “Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita” non presenta alcun valore al 30 giugno 2021, risultava negativo e pari a 2 milioni di euro al 30 giugno 2020 e si riferiva alla cessione delle quote azionarie, pari al 2% della società Ascopiave S.p.A., nonché alla valutazione delle quote azionarie, pari al 2,16% del capitale sociale di Ascopiave S.p.A., per le quali il Gruppo A2A ha esercitato il diritto di recesso, al netto dei dividendi incassati.

37) Risultato di pertinenza di terzi

Il “Risultato di pertinenza di terzi” risulta negativo per il Gruppo per 30 milioni di euro (negativo per 9 milioni di euro al 30 giugno 2020) e comprende principalmente la quota di competenza di terzi del Gruppo LGH, del Gruppo ACSM-AGAM e del Gruppo AEB.

38) Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo

Il “Risultato del periodo di pertinenza del Gruppo” risulta positivo e pari a 340 milioni di euro (positivo per 154 milioni di euro al 30 giugno 2020).

5.13 Risultato per azione

39) Risultato per azione

	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020
Utile (perdita) per azione (in euro)		
- di base	0,1097	0,0497
- di base da attività in funzionamento	0,1097	0,0502
- di base da attività destinate alla vendita	-	(0,0006)
- diluito	0,1097	0,0497
- diluito da attività in funzionamento	0,1097	0,0502
- diluito da attività destinate alla vendita	-	(0,0006)
Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ai fini del calcolo dell'utile (perdita) per azione		
- di base	3.100.891.752	3.109.183.856
- diluito	3.100.891.752	3.109.183.856

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
settor 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

5.14 Nota sui rapporti con le parti correlate

40) 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 2021 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 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.

Il 12 aprile 2017 Amsa S.p.A., società controllata da A2A S.p.A., 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 prorogato fino al 30 aprile 2022. In data 1° marzo 2021, il Comune di Milano ha pubblicato sul proprio sito avviso di sospensione della procedura di gara nei termini che seguono: “Si comunica che con Ordinanze n. 226/2021 e n. 227/2021, pubblicate il 26 febbraio 2021 il TAR Lombardia, Milano, Sezione I, ha accolto le istanze cautelari proposte da due operatori economici e per l’effetto ha sospeso la procedura di gara fissando per la trattazione del merito del ricorso l’udienza pubblica del 21 ottobre 2021. Sulla piattaforma Sintel Aria verrà attivata la funzione Sospensione della Procedura”.

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.

I servizi di telecomunicazione sono forniti dalla società controllata A2A Telecommunication S.r.l..

Si evidenzia, infine, che sin dal 2011 la Società ha adottato, conformemente con le prescrizioni normative, una Procedura per le Operazioni con Parti Correlate, volta 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, individuate ai sensi del principio contabile internazionale IAS 24 revised.

In particolare, si segnala che in data 25 giugno 2021 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il nuovo testo della Procedura – in vigore dal 1° luglio 2021 – che recepisce, tra l’altro, gli adeguamenti conseguenti alle nuove disposizioni regolamentari adottate dalla Consob con Delibera n. 21624 del 10 dicembre 2020, a modifica della Delibera n. 17221 del 12 marzo 2010.

5 Note illustrative alla Relazione finanziaria semestrale

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 2021	Di cui verso parti correlate								Incidenza % sulla voce di bilancio
		Imprese collegate	Imprese correlate	Comune di Milano	Controllate Comune di Milano	Comune di Brescia	Controllate Comune di Brescia	Persone fisiche correlate	Totale parti correlate	
TOTALE ATTIVITÀ DI CUI:	13.147	27	38	69	10	13	-	-	157	1,2%
Attività non correnti	8.816	3	32	-	-	4	-	-	39	0,4%
Partecipazioni	35	3	32	-	-	-	-	-	35	100,0%
Altre attività finanziarie non correnti	51	-	-	-	-	4	-	-	4	7,8%
Attività correnti	4.329	24	6	69	10	9	-	-	118	2,7%
Crediti commerciali	1.806	24	4	69	10	8	-	-	115	6,4%
Altre attività correnti	1.979	-	2	-	-	-	-	-	2	0,1%
Attività finanziarie correnti	10	-	-	-	-	1	-	-	1	10,0%
TOTALE PASSIVITÀ DI CUI:	8.968	49	1	4	1	7	-	-	62	0,7%
Passività correnti	4.453	49	1	4	1	7	-	-	62	1,4%
Debiti commerciali	1.454	42	1	4	1	7	-	-	55	3,8%
Altre passività correnti	2.230	7	-	-	-	-	-	-	7	0,3%

Conto economico milioni di euro	Totale 30 06 2021	Di cui verso parti correlate								Incidenza % sulla voce di bilancio
		Imprese collegate	Imprese correlate	Comune di Milano	Controllate Comune di Milano	Comune di Brescia	Controllate Comune di Brescia	Persone fisiche correlate	Totale parti correlate	
RICAVI	4.060	23	10	158	20	20	1	-	232	5,7%
Ricavi di vendita e prestazioni	3.955	23	10	158	20	20	1	-	232	5,9%
COSTI OPERATIVI	2.991	31	4	1	2	4	-	-	42	1,4%
Costi per materie prime e servizi	2.844	-	4	-	2	-	-	-	6	0,2%
Altri costi operativi	147	31	-	1	-	4	-	-	36	24,5%
COSTI PER IL PERSONALE	379	-	-	-	-	-	-	1	1	0,3%
GESTIONE FINANZIARIA	(26)	-	3	-	-	3	-	-	6	(23,1%)
Proventi finanziari	10	-	-	-	-	3	-	-	3	30,0%
Quota dei proventi e oneri derivanti dalla valutazione secondo il Patrimonio netto delle partecipazioni	3	-	3	-	-	-	-	-	3	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.

* * *

Relativamente ai compensi percepiti dagli organi di governo societario si rimanda allo specifico fascicolo “Relazione sulla remunerazione – 2021” disponibile sul sito www.a2a.eu.

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

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

Nel mese di marzo tramite la controllata LGH S.p.A. il Gruppo ha acquisito il 100% delle quote della società Agripower S.r.l., società specializzata nello sviluppo e gestione di impianti di generazione elettrica da biogas, che è stata consolidata a partire dal 1° aprile 2021.

Il Gruppo A2A tramite la controllata A2A Rinnovabili, in data 14 febbraio 2021, ha siglato un accordo vincolante, perfezionatosi a marzo 2021, per l'acquisizione di 15 società con 17 impianti e 173 MW di potenza fotovoltaica installata, precedentemente gestiti da Octopus Renewables come meglio descritto al paragrafo "Eventi di rilievo del periodo". Sempre attraverso la controllata A2A Rinnovabili sono state acquisite le società Gash 1 S.r.l. e Gash 2 S.r.l., due società di progetto con autorizzazione a costruire due impianti fotovoltaici. A partire dal 1° aprile 2021 il Gruppo A2A ha consolidato integralmente le società acquisite.

Nel mese di aprile il Gruppo A2A tramite la controllata A2A Ambiente S.p.A., nell'ambito dell'operazione che ha portato a rilevare il 27,7% di Saxa Gres S.p.A., ha acquisito e consolidato integralmente le società Energia Anagni S.r.l. e Bioenergia Roccasecca S.r.l., società che gestiranno due impianti FORSU.

Si segnala inoltre che alcune società del Gruppo hanno esercitato l'opzione di riallineamento, di cui al D.L. 104/2020, che consente di riallineare le differenze tra maggiori valori civilistici e minori valori fiscali su beni materiali rilasciando imposte differite passive come meglio specificato alla nota 4) Attività per imposte anticipate.

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



5.16 Garanzie ed impegni con terzi

milioni di euro	30 06 2021	31 12 2020
Garanzie ricevute	898	918
Garanzie prestate	1.350	1.265

Garanzie ricevute

L'entità delle garanzie ricevute è pari a 898 milioni di euro (918 milioni di euro al 31 dicembre 2020) e sono costituite per 355 milioni di euro da fidejussioni e cauzioni rilasciate dalle imprese appaltatrici a fronte della corretta esecuzione dei lavori assegnati e per 485 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 43 milioni di euro e a garanzie ricevute dal Gruppo AEB per 15 milioni di euro.

Garanzie prestate ed impegni con terzi

L'entità delle garanzie prestate è pari a 1.350 milioni di euro (1.265 milioni di euro al 31 dicembre 2020), di cui 60 milioni di euro a fronte di obblighi assunti in contratti di finanziamento. Detto importo è costituito da garanzie rilasciate da banche per 885 milioni di euro, da assicurazioni per 60 milioni di euro e dalla capogruppo A2A S.p.A., quali parent company guarantee, per 270 milioni di euro, nonché da garanzie prestate dal Gruppo ACSM-AGAM, per 88 milioni di euro, e a garanzie prestate dal Gruppo AEB, per 47 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.

* * *

Si segnala, come meglio descritto nel paragrafo 3) Aggiornamento vertenze giudiziarie e fiscali in corso, Linea Ambiente S.r.l. – Discarica Grottaglie, che parte delle azioni detenute dalla società Linea Ambiente S.r.l. in Lomellina Energia sono sottoposte a sequestro giudiziario.

5.17 Altre informazioni

1) Operazioni IFRS 3 revised

Nel corso del 2021 il Gruppo A2A ha perfezionato le seguenti operazioni di acquisizione di partecipazioni, che rientrano nei dettami dell'IFRS3:

- acquisizione e consolidamento integrale da parte di LGH S.p.A. del 100% delle quote della società Agripower S.r.l., società specializzata nello sviluppo e gestione di impianti di generazione elettrica da biogas;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. e consolidamento integrale di 15 società con 17 impianti e 173MW di potenza fotovoltaica installata, precedentemente gestiti da Octopus Renewables;
- acquisizione e consolidamento integrale da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. di Gash 1 S.r.l. e Gash 2 S.r.l., due società di progetto con autorizzazione a costruire due impianti fotovoltaici;

Nel corso del 2021, inoltre, si è concluso il processo di Purchase Price Allocation conseguente all'acquisizione del 100% di Flabrum S.p.A., società che detiene un parco eolico acquisita nel quarto trimestre del 2020.

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 sostenimento. 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 stabiliscano 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 combination LGH S.p.A.

In data 19 marzo 2021, LGH S.p.A. ha perfezionato l'acquisizione del Gruppo Agripower, attivo nello sviluppo e gestione di impianti di generazione elettrica da biogas.

L'operazione di acquisizione si è perfezionata mediante aggiudicazione di asta pubblica per un controvalore di 10,2 milioni di euro. Il prezzo è stato interamente regolato al closing dell'operazione.

In sede di closing è emerso un avviamento pari a 9,9 milioni di euro. Il Gruppo, conformemente ai dettami dell'IFRS 3, ha concluso l'attività di Purchase Price Allocation (PPA) allocando 13,7 milioni di euro alle altre immobilizzazioni immateriali (Convenzione GSE) e relative imposte differite per 3,8 milioni di euro.

Business combination Gruppo Rinnovabili

Nel mese di marzo 2021, A2A Rinnovabili ha perfezionato l'acquisizione del 100% di un portafoglio fotovoltaico costituito da 17 impianti, precedentemente gestito da Octopus Renewables. L'operazione di acquisizione è stata conclusa per un valore di 229 milioni di euro, di cui 117 milioni per acquisto quote partecipazioni, 89 milioni di euro per subentro finanziamento ex soci, 21 milioni di euro per estinzione finanziamenti bancari e 2 milioni di euro di debiti commerciali pagati ai precedenti proprietari. Il prezzo è stato interamente regolato al closing dell'operazione.

In sede di closing l'operazione ha generato un avviamento pari a 65 milioni di euro, che sarà allocato con il processo di Purchase Price Allocation nei tempi previsti dall'IFRS 3.

Nel mese di aprile 2021, A2A Rinnovabili ha perfezionato l'acquisizione del 100% delle quote di Gash 1 S.r.l. e Gash 2 S.r.l., società che detengono autorizzazioni alla costruzione di parchi fotovoltaici. L'operazione si è perfezionata per un controvalore pari a 0,4 milioni di euro interamente pagati al closing ed ha generato un avviamento inferiore a 0,1 milioni di euro allocato direttamente alle altre immobilizzazioni immateriali.

Con riferimento all'acquisizione di Flabrum S.r.l., conclusa da A2A Rinnovabili nel mese di novembre 2020 e che ha generato un avviamento pari a 11,1 milioni di euro, il Gruppo ha concluso il processo di Purchase Price Allocation (PPA) nei tempi previsti dall'IFRS 3. La Purchase Price Allocation ha comportato l'allo-

cazione dell'avviamento sopra riportato per 12,6 milioni di euro alle altre immobilizzazioni immateriali (Convenzione GSE), per 2,9 milioni di euro alle immobilizzazioni materiali (Impianti) e relative imposte differite passive per 4,4 milioni di euro.

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 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 2021 è pari a 107,5 milioni di euro (24,0 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

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), nonché contratti Option sul prezzo del gas e dell'energia elettrica. 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 2021 è pari a 1,4 milioni di euro (-0,5 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

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 2021 è pari a 9,6 milioni di euro (-0,6 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

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 2021 risulta pari a 79,406 milioni di euro (54,970 milioni di euro al 31 dicembre 2020).

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

milioni di euro	30 06 2021		31 12 2020	
	Worst case	Best case	Worst case	Best case
Profit at Risk (PaR)				
Livello di confidenza 99%	(79,406)	103,056	(54,970)	74,029

Il Gruppo A2A si attende, pertanto, con una probabilità del 99%, di non avere variazioni rispetto al fair value al 30 giugno 2021 superiori a 79,406 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, tali variazioni sarebbero compensate dalle variazioni del sottostante conseguente al variare dei prezzi di mercato.

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 2021 risulta pari a 0,452 milioni di euro (0,315 milioni di euro al 31 dicembre 2020). 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).

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.
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.

Di seguito si riportano i risultati delle valutazioni:

milioni di euro	30 06 2021		31 12 2020	
	VaR	Stop Loss	VaR	Stop Loss
Value at Risk (VaR)				
Livello di confidenza 99%, holding period 3 giorni	(0,452)	(0,452)	(0,315)	(0,315)

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 2021 il valore contabile e la tipologia del debito lordo sono riportati nella tabella seguente:

milioni di euro	30 06 2021			31 12 2020		
	Prima della copertura	Dopo la copertura	% dopo la copertura	Prima della copertura	Dopo la copertura	% dopo la copertura
A tasso fisso	2.802	2.966	73%	3.143	3.333	74%
A tasso variabile	1.284	1.120	27%	1.355	1.165	26%
Totale	4.086	4.086	100%	4.498	4.498	100%

Al 30 giugno 2021 gli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse sono i seguenti:

STRUMENTO DI COPERTURA	ATTIVITÀ COPERTA	30 06 2021		31 12 2020	
		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
IRS	Finanz. a tasso variabile società controllate	(0,3)	17,3	(0,3)	16,4
Collar	Finanz. a tasso variabile A2A	(2,5)	47,6	(3,5)	57,1
Totale		(2,8)	64,9	(3,8)	73,5

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

TRATTAMENTO CONTABILE	DERIVATI	NOZIONALE		FAIR VALUE ATTIVITÀ		NOZIONALE		FAIR VALUE PASSIVITÀ	
		al		al		al		al	
		30/06/2021	31/12/2020	30/06/2021	31/12/2020	30/06/2021	31/12/2020	30/06/2021	31/12/2020
Cash flow hedge	Collar	-	-	-	-	47,6	57,1	(2,5)	(3,5)
Cash flow hedge	IRS	-	-	-	-	17,3	16,4	(0,3)	(0,3)
Totale		-	-	-	-	64,9	73,5	(2,8)	(3,8)

I derivati su tasso di interesse esistenti al 30 giugno 2021 in Cash flow hedge si riferiscono ai seguenti finanziamenti:

Finanziamento coperto	Derivato	Accounting
Finanziamento bancario a tasso variabile di A2A S.p.A. scadenza novembre 2023, debito residuo al 30 giugno 2021 di 47,6 milioni di euro.	Collar sul 100% dell'importo del finanziamento fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2021 il fair value è negativo per 2,5 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 2021 di 10,0 milioni di euro.	IRS sul 100% dell'importo del finanziamento fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2021 il fair value è negativo per 6 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 ACSM AGAM scadenza giugno 2023, debito residuo al 30 giugno 2021 di 4,0 milioni di euro.	IRS sul 100% dell'importo del finanziamento fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2021 il fair value è negativo per 41 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.
Leasing finanziario a tasso variabile di Donna Ricca scadenza giugno 2027, debito residuo al 30 giugno 2021 di 2,0 milioni di euro.	IRS sul 100% dell'importo del leasing fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2021 il fair value è negativo per 160 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.
Leasing finanziario a tasso variabile di Marsica scadenza settembre 2027, debito residuo al 30 giugno 2021 di 1,3 milioni di euro.	IRS sul 100% dell'importo del leasing fino alla scadenza dello stesso. Al 30 giugno 2021 il fair value è negativo per 66 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 è impattato 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	-	(0,6)	-	-
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	-	-	(0,4)	0,4
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 2021 esiste il seguente strumento di copertura:

milioni di euro		30 06 2021		31 12 2020	
STRUMENTO DI COPERTURA	ATTIVITÀ COPERTA	Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
Cross Currency IRS	Prestito obbligazionario a tasso fisso in valuta estera	(12,1)	98,0	(14,7)	98,0
Totale		(12,1)	98,0	(14,7)	98,0

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

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 2021 il fair value della copertura è negativo per 12,1 milioni di euro. Si evidenzia che il fair value e, di conseguenza, l'effetto sul Patrimonio netto migliorerebbe di 13,4 milioni di euro in caso di traslazione positiva del 10% della curva forward del cambio yen/euro (apprezzamento dello yen) e peggiorerebbe di 11,5 milioni di euro in caso di traslazione negativa del 10% della curva forward del cambio yen/euro (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.

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 2021	Quote con scadenza entro 12 mesi	Quote con scadenza oltre 12 mesi	Quote con scadenza entro il:				
				30 06 2023	30 06 2024	30 06 2025	30 06 2026	Oltre
Obbligazioni	2.717	529	2.188	-	599	299	-	1.290
Deb.fin.per diritti d'uso (*)	113	23	90	17	12	11	9	41
Finanziamenti bancari e da altri finanziatori	1.256	125	1.131	175	82	84	77	713
Totale	4.086	677	3.409	192	693	394	86	2.044

(*) 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 2021 il Gruppo ha a disposizione un totale di 1.489 milioni di euro, così composto:

- (i) linee di credito revolving committed per 1.140 milioni di euro, di cui 40 milioni con scadenza nel 2021, 600 milioni con scadenza 2023 e 500 milioni con scadenza 2026, non utilizzate;
- (ii) finanziamenti BEL a lungo termine non ancora utilizzati, per un totale di 25 milioni di euro;
- (iii) disponibilità liquide per complessivi 324 milioni di euro, di cui 220 milioni 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 3.400 milioni di euro disponibili al 30 giugno 2021.

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 2021 milioni di euro	1-3 MESI	4-12 MESI	OLTRE 12 MESI	TOTALE
Obbligazioni	6	550	2.418	2.974
Finanziamenti bancari e da altri finanziatori	15	112	1.136	1.263
Altre passività non correnti	-	-	31	31
Totale flussi finanziari	21	662	3.585	4.268
Debiti verso fornitori	418	48	4	470
Totale flussi commerciali	418	48	4	470

31 12 2020 milioni di euro	1-3 MESI	4-12 MESI	OLTRE 12 MESI	TOTALE
Obbligazioni	397	27	2.947	3.371
Finanziamenti bancari e da altri finanziatori	61	111	1.148	1.320
Totale flussi finanziari	458	138	4.095	4.691
Debiti verso fornitori	476	19	2	497
Totale flussi commerciali	476	19	2	497

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

Il Gruppo A2A è esposto al rischio equity limitatamente al possesso delle azioni proprie detenute da A2A S.p.A. che al 30 giugno 2021 risultano pari a n. 86.154.895 azioni corrispondenti allo 2,75% del Capitale sociale che è costituito da n. 3.132.905.277 azioni.

Rispetto al 31 dicembre 2020 il numero di azioni proprie si è incrementato n. 62.433.474 azioni in seguito al programma di acquisto deliberato dall'assemblea del 29 aprile 2021 che ne ha autorizzato e stabilito i termini. Il programma di acquisto di azioni proprie, approvato dal Consiglio di Amministrazione, ha finalità di sviluppo, a seguito di operazioni connesse a progetti industriali coerenti con le linee strategiche della società, in relazione ai quali si concretizzi l'opportunità di scambi azionari.

Dal punto di vista contabile, come disposto dagli IAS/IFRS, il costo di acquisto delle azioni proprie è iscritto in riduzione del Patrimonio netto e neppure in caso di cessione l'eventuale differenza positiva o negativa, rispetto al costo di acquisto, avrà 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 il 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, con eccezioni, garanzie sui propri beni e su quelli delle sue controllate dirette, oltre una soglia specificatamente individuata; (ii) clausole di cross default/acceleration che comportano l'obbligo di rimborso immediato dei finanziamenti al verificarsi di gravi inadempienze; (iii) clausole che prevedono l'obbligo di rimborso immediato nel caso di insolvenza dichiarata di alcune società del Gruppo.

I prestiti obbligazionari includono (i) 2.600 milioni nominali di euro (valore contabile al 30 giugno 2021 pari a 2.609 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 società 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) 98 milioni nominali di euro (valore contabile al 30 giugno 2021 pari a 108 milioni di euro) relativi al prestito obbligazionario privato in yen con scadenza 2036 con una clausola di Put right 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, debito nominale e valore contabile di 798 milioni, di cui 412 milioni con scadenza oltre 5 anni, prevedono una clausola di Credit Rating (se rating inferiore a BBB- o equivalente livello a sub-investment grade), e includono 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 2021 è pari a 2,7 milioni di euro, è assistito da garanzie reali sugli immobili e gli impianti finanziati.

Alcuni finanziamenti bancari di ACSM-AGAM e due leasing del Gruppo Agripower prevedono dei covenants finanziari, come riportato più avanti nell'apposita tabella.

Le linee bancarie revolving committed disponibili, pari complessivamente a 1.140 milioni di euro, prevedono una clausola di Change of Control, che attribuisce la facoltà alle banche concedenti di chiedere, in caso di mutamento di controllo della capogruppo tale da comportare un Material Adverse Effect, l'estinzione della facility ed il rimborso anticipato di quanto eventualmente utilizzato.

Al 30 giugno 2021 non vi è alcuna situazione di mancato rispetto dei covenants delle società del Gruppo A2A.

Gruppo A2A - Covenants finanziari al 30 giugno 2021

SOCIETÀ	LENDER	LIVELLO DI RIFERIMENTO	LIVELLO RILEVATO	DATA DI RILEVAZIONE
ACSM-AGAM	UBI	Debt Service Coverage Ratio <= 4,5	1,96	31/12/2020
		Gearing <= 1,5	0,30	31/12/2020
ACSM-AGAM	Intesa San Paolo	Debt Service Coverage Ratio <= 4,35	1,96	31/12/2020
		Gearing <= 1,1	0,30	31/12/2020
ACSM-AGAM	BEI	Flusso di cassa disponibile/Indebitamento Finanziario Netto => 14,0%	28,4%	31/12/2020
		Indebitamento Finanziario/Mezzi Propri <= 75,0%	31,3%	31/12/2020
		Indebitamento Finanziario Netto/Ebitda <= 3,0	2,03	31/12/2020
ACSM-AGAM	Unicredit	Debt Service Coverage Ratio <= 3,0	1,96	31/12/2020
		Gearing <= 1,0	0,30	31/12/2020
ACSM-AGAM Reti	Cassa DDPP	Debt Service Coverage Ratio <= 4,5	1,96	31/12/2020
		Gearing <= 1,2	0,30	31/12/2020
San Quirico	Credit Agricole	Flusso di cassa operativo/Servizio del debito => 1,00	1,62	31/12/2020
Donna Ricca	BNP Paribas	Flusso di cassa operativo/Servizio del debito => 1,30	1,70	31/12/2020
		Posizione Finanziaria Netta/Patrimonio Netto <= 4,00	1,94	31/12/2020

Analisi delle operazioni a termine e strumenti derivati

Nella rappresentazione di bilancio delle operazioni di copertura, ai fini dell'eventuale applicazione dell'he-dge accounting, si procede alla verifica della rispondenza ai requisiti di compliance con il principio conta-bile 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 he-dge). 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 mer-cato 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.

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

Strumenti in essere al 30 giugno 2021

A) Su tassi di interesse e su tassi di cambio

Nel 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 2021 (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)		24		40		1	(3)	
non definibili di copertura ai sensi IFRS 9								
Totale derivati su tassi di interesse		24		40		1	(3)	
Gestione del rischio su tassi di cambio								
definibili di copertura per IFRS 9								
- su operazioni commerciali								
- su operazioni non commerciali						98	(12)	
non definibili di copertura per IFRS 9								
- su operazioni commerciali								
- su operazioni non commerciali								
Totale derivati su tassi di cambio						98	(12)	-

- (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.

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.

		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 (**)
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici	Unità di misura	Quantità			Milioni di euro		
A. a copertura di flussi di cassa (cash flow hedge) ai sensi IFRS 9 di cui:						107,5	-
- Elettricità	TWh	5,7	0,8		135,0	29,1	
- Petrolio	Bbl					-	
- Carbone	Tonnellate					-	
- Gas Naturale	TWh	3,5	0,6		78,1	45,2	
- Gas Naturale	Milioni di mc	5,0			0,9	(0,1)	
- Cambio	Milioni di dollari					-	
- Diritti di Emissione	Tonnellate	1.270.302	301.000		55,3	33,3	
B. definibili di copertura (fair-value hedge) ai sensi IFRS 9						-	-
C. non definibili di copertura ai sensi IFRS 9 di cui:						11,0	12,1
C.1 copertura del margine						1,4	1,9
- Elettricità	TWh		0,2		18,9	(0,5)	(0,5)
- Petrolio	Bbl						
- Gas Naturale	Gradi giorno						
- Gas Naturale	TWh	0,1			4,8	(0,1)	
- Diritti di Emissione CO ₂	Tonnellate	952.000			37,6	2,0	2,4
- Cambio	Milioni di dollari						
C.2 operazioni di trading						9,6	10,2
- Elettricità	TWh	27,4	17,8	1,1	2.735,3	13,7	18,5
- Gas Naturale	TWh	91,5	37,4	4,0	2.443,0	(3,6)	(7,7)
- Diritti di Emissione CO ₂	Tonnellate	3.016.000	326.000	56.000	140,7	(0,5)	(0,5)
- Certificati Ambientali	MWh						
- Certificati Ambientali	Tep						
Totale						118,5	12,1

(*) 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.

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

Effetti patrimoniali ed economici dell'attività in derivati
al 30 giugno 2021

Effetti patrimoniali

Nel seguito sono evidenziati i saldi patrimoniali al 30 giugno 2021, inerenti la gestione dei derivati.

milioni di euro	NOTE	TOTALE
ATTIVITÀ		
ATTIVITÀ NON CORRENTI		-
Altre attività non correnti - Strumenti derivati	5	-
ATTIVITÀ CORRENTI		1.729
Altre attività correnti - Strumenti derivati	8	1.729
TOTALE ATTIVO		1.729
PASSIVITÀ		
PASSIVITÀ NON CORRENTI		15
Altre passività non correnti - Strumenti derivati	21	15
PASSIVITÀ CORRENTI		1.611
Debiti commerciali e altre passività correnti - Strumenti derivati	22	1.611
TOTALE PASSIVO		1.611

Effetti economici

La tabella che segue evidenzia l'analisi dei risultati economici al 30 giugno 2021, inerenti la gestione dei derivati.

milioni di euro	Note	Realizzati nel periodo	Variazione Fair Value del periodo	Valori iscritti a Conto economico
RICAVI	27			
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		27	-	27
- non definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9		6	(1.234)	(1.228)
Totale ricavi di vendita		33	(1.234)	(1.201)
COSTI OPERATIVI	28			
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		1	-	1
- non definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9		(34)	1.246	1.212
Totale costi per materie prime e servizi		(33)	1.246	1.213
Totale iscritto nel Margine operativo lordo (*)		-	12	12
GESTIONE FINANZIARIA	34			
Proventi finanziari				
<i>Gestione del rischio su tassi di interesse e equity</i>				
Proventi su derivati				
- definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9		-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dell'IFRS 9		-	-	-
Totale		-	-	-
Totale Proventi finanziari		-	-	-
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 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

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 2021 dello strumento finanziario.

milioni di euro

Criteri applicati nella valutazione in bilancio degli strumenti finanziari

Note	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 2021	Fair value al 30 06 2021 (*)
	Conto economico	Patrimonio netto				
		(1)	(2)	(3)		
ATTIVITÀ						
Altre attività finanziarie non correnti:						
Attività finanziarie valutate a fair value di cui:						
- non quotate	7			7		n.d.
- quotate				-		-
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza				1	1	1
Altre attività finanziarie non correnti				43	43	43
Totale altre attività finanziarie non correnti	3				51	
Altre attività non correnti	5			25	25	25
Crediti commerciali	7			1.806	1.806	1.806
Altre attività correnti	8	1.602	127	250	1.979	1.979
Attività finanziarie correnti	9			10	10	10
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11			324	324	324
PASSIVITÀ						
Passività finanziarie						
Obbligazioni non correnti e correnti	17 e 22		108	2.609	2.717	2.717
Altre passività finanziarie non correnti e correnti	17 e 22			1.337	1.337	1.337
Altre passività non correnti	20		15	128	143	143
Debiti commerciali	21			1.454	1.454	1.454
Altre passività correnti	21	1.592	19	619	2.230	2.230

(*) 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 “Gerachia di fair value”.

milioni di euro	NOTA	LIVELLO 1	LIVELLO 2	LIVELLO 3	TOTALE
Attività valutate a fair value	3		7		7
Altre attività correnti	8	1.724	-	5	1.729
TOTALE ATTIVITÀ		1.724	7	5	1.736
Passività finanziarie non correnti	17	106			106
Altre passività non correnti	20		15		15
Altre passività correnti	21	1.606	1	4	1.611
TOTALE PASSIVITÀ		1.712	16	4	1.732

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%	0,00
Derivati su Commodity	Loss Given Default (LGD)	25%	0,00
Derivati su Commodity	Sottostante capacità interconnessione zonale Italia (CCC)	1%	0,02

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 modificazione della precedente situazione di rischio.

A2A S.p.A.

Carlo Tassara: causa per danni contro EDF e A2A S.p.A. sul riassetto di Edison

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.

Fino al 2012, infatti, A2A ed EDF hanno detenuto congiuntamente il controllo di Edison S.p.A.. Edison, a propria volta, deteneva il 50% di Edipower S.p.A. (il restante capitale di Edipower era detenuto per il 20% da Alpiq, per il 20% da A2A e per il restante 10% da Iren).

Nell'operazione del 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).

Tuttavia nel 2012 A2A ed EDF avevano volontariamente assoggettato l'Operazione all'esame preventivo della Consob proprio al fine di confermare la correttezza del prezzo d'OPA. A seguito di esami approfonditi, la Consob aveva ritenuto che si potesse riscontrare un meccanismo compensativo nell'operazione nel suo complesso (vale a dire tra la cessione di Edipower da un lato e la cessione di azioni Edison dall'altro) e che pertanto il prezzo d'OPA dovesse essere incrementato da 0,84 euro a 0,89 euro per azione. Alla luce di tale decisione, le parti avevano incrementato il prezzo di cessione della partecipazione in Edison sulla base del prezzo di 0,89 euro per azione, per un incremento complessivo pari a circa 84 milioni di euro. EDF lanciava l'OPA a 0,89 euro per azione.

Carlo Tassara ricorreva alla Consob al fine di fare incrementare ulteriormente il prezzo d'OPA, ma Consob rigettava l'istanza.

Inoltre, in pendenza di OPA, Carlo Tassara impugnava innanzi al TAR il documento d'OPA e la relativa delibera di approvazione da parte della Consob chiedendo la sospensiva dei medesimi per ragioni di urgenza. Tuttavia il TAR rinviava la decisione sulla sospensiva a una data successiva alla chiusura dell'OPA e, a seguito di ciò, Carlo Tassara aderiva all'OPA e rinunciava all'istanza cautelare.

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 che il giudice disponga una consulenza tecnica d'ufficio per calcolare i danni (specificando che essi dovrebbero 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. La Società ha depositato le memorie nei termini e si resta in attesa della sentenza. 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 lom-

barde 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 congruaggio 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 e per la concessione di Grosio dal 15 novembre 2016.

A2A e Linea Green, che 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, al pari di altri operatori, la D.G.R. 5130-2016 innanzi al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche, 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 impugnato nelle sedi competenti la Sentenza n. 65/2020 con cui il TSAP ha respinto il ricorso promosso da A2A in relazione alle prime delibere con cui la Regione Lombardia ha disciplinato la prosecuzione temporanea della concessione di Grosotto, Lovero e Stazzona, con ciò inducendo A2A ad una prudente valutazione dei rimedi esperibili presso le sedi competenti. Anche altri contenziosi connessi ad altre concessioni e altre delibere regionali sono tuttora in corso.

Diversamente 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 delle Sezioni Unite della Cassazione n. 15990/2020.

Le disposizioni delle Regioni in materia di prosecuzione temporanea delle concessioni scadute o in scadenza 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 asseritamente dovuti dai concessionari a titolo di canone aggiuntivo anche per l'anno 2019, contenziosi successivamente integrati con riferimento al canone aggiuntivo per l'anno 2020, 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, e l'udienza, originariamente fissata all'11 maggio 2021 è stata rinviata al 19 ottobre 2021.

Con riferimento alle concessioni idroelettriche, la Legge di conversione 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. Il provvedimento regionale è stato impugnato da A2A e da Linea Green sotto svariati profili.

Per i contenziosi relativi ai canoni di derivazione di acqua pubblica la società ha stanziato al 30 giugno 2021 fondi rischi congrui secondo considerazioni di prudenza, e tenendo altresì conto dell'avvenuto pagamento - con riserva di eventuale successiva ripetizione all'esito definitivo dei rispettivi giudizi - di talune posizioni, al mero scopo di evitare procedimenti di esazione coattiva e così realizzare una deflazione del contenzioso.

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 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.

Più precisamente 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

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

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 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, 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

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 marzo 2021 il difensore di Linea Ambiente ha ricevuto la notifica dell'avviso di fissazione dell'udienza preliminare avanti il GUP di Taranto per il giorno 10 giugno 2021.

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 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.

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. Si ricorda altresì che nel mese di maggio 2021 il Gruppo ha adempiuto alla richiesta dell'Amministratore Giudiziario di versamento delle somme sequestrate fino alla somma di 14 milioni di euro.

Alla prevista udienza del 10 giugno 2021 ha depositato richiesta di costituzione di parte civile il Comune di Grottaglie. Alla successiva udienza del 22 luglio 2021 la difesa di Linea Ambiente ha eccepito l'inammissi-

sibilità della costituzione di parte civile del Comune di Grottaglie nei confronti di Linea Ambiente. 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.

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, 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 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, ha riscontrato la Provincia, formulando esplicita riserva di impugnazione della diffida, per tratteggiare 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 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; 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.

Il processo è stato rinviato all'udienza del 12 novembre 2020 e, successivamente, all'udienza del 19 marzo 2021.

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.G.I.P. connesso al primo. L'udienza preliminare di tale secondo filone è 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, all'esito della ricognizione 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.

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 omissis, 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 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 allorché ha emesso la Sentenza n. 5370 in data 7 settembre 2020. Allo stato non è stata notificata una istanza di sospensione di efficacia della sentenza, istanza che dovrebbe essere comunque esperita presso il Consiglio di Stato. Allo stato, quindi, Unareti ed il Comune di Milano, nella sua funzione di stazione appaltante dell'ATEM Milano 1, possono procedere alla sottoscrizione del contratto di servizio: sono tuttora in corso le interlocuzioni col Comune per giungere alla stipula del contratto. Sia la Società sia il Comune di Milano si sono costituiti mediante notifica di un controricorso per poter partecipare al dibattimento che ragionevolmente si svilupperà per alcuni anni, considerando anche che la Cassazione potrebbe attendere esito di un ricorso in materia, pendente davanti alla Corte di Giustizia. La società Unareti S.p.A., nelle more della stipula del contratto di servizio relativo alla gestione d'ATEM, sta continuando ad esercitare la normale attività in prorogatio.

ACSM-AGAM S.p.A.

Acsm Agam Ambiente S.r.l. c/Comune di Varese in merito alla riorganizzazione del servizio di igiene urbana

Acsm Agam Ambiente S.r.l. (beneficiaria per effetto delle operazioni straordinarie dell'affidamento del servizio di igiene urbana nel comune di Varese assentito ad Aspem S.p.A. nel 1999 e fino al 31 dicembre 2030) ha proposto ricorso avanti il TAR Milano, integrato con successivi motivi aggiunti, contro i numerosi atti comunali che hanno accertato l'intervenuta cessazione al 31 dicembre 2018 dell'affidamento e che hanno disposto l'indizione della gara per il servizio di igiene urbana nel Comune di Varese. Il ricorso è stato discusso in data 20 giugno 2019 e il TAR il 16 luglio 2019 ha depositato Sentenza n. 1633 che rigetta il quarto motivo di ricorso introdotto da Acsm Agam Ambiente S.r.l. (anticipata scadenza al 31 dicembre 2018) ed afferma la carenza di interesse della società in merito ai motivi di ricorso legati agli atti di gara, dato che il loro eventuale accoglimento non determinerebbe reviviscenza dell'affidamento del servizio cessato al 31 dicembre 2018.

La società ha notificato ricorso in appello al Consiglio di Stato per chiedere la caducazione della sentenza perché questa si è limitata ad accogliere le tesi del Comune, che la società non condivide. L'udienza di merito, inizialmente fissata al 26 marzo 2020, è stata poi rinviata al 2 luglio 2020, a seguito della quale il Consiglio di Stato in data 21 luglio ha depositato le motivazioni della Sentenza 4469 che ha rigettato il ricorso. Secondo il Consiglio di Stato, il Comune di Varese avrebbe applicato la Legge 115/15, emanata per prevenire il rischio di un contenzioso davanti alla Corte di Lussemburgo. Inoltre, secondo il Consiglio di Stato, la società non poteva pretendere di restare gestore per gli anni successivi al 2018 per le peculiarità del procedimento di vendita delle azioni di Aspem avvenuto nel 2009.

Nel frattempo, il servizio è gestito dalla società per effetto di provvedimenti di proroga reiterati fino al 1° maggio 2021. Per effetto dell'esecuzione del servizio in proroga, Acsm Agam Ambiente S.r.l. ha notificato ricorso al TAR Milano contro la delibera del Comune di Varese che approva il PEF 2020 per ripristinare l'equilibrio economico finanziario di gestione.

Acsm Agam Ambiente S.r.l., senza prestare acquiescenza, ha partecipato alla gara bandita dal Comune per assegnare il servizio e ha impugnato al TAR Milano il provvedimento di aggiudicazione definitiva che la vede classificata al terzo posto in graduatoria. Il TAR, nell'udienza del 22 dicembre 2020, ha fissato udienza pubblica al 21 aprile 2021 impartendo prescrizioni istruttorie al Comune. Il Comune di Varese,

con provvedimento del 31 dicembre 2020 ha annullato la determina di aggiudicazione. L'aggiudicatario ha impugnato la revoca di aggiudicazione con richiesta di misure cautelari che sono state solo parzialmente accolte con conservazione degli effetti della revoca di aggiudicazione.

Il Comune di Varese, in data 4 febbraio 2021, ha disposto l'aggiudicazione al secondo in graduatoria e sia Acsm Agam Ambiente S.r.l. sia l'originario aggiudicatario poi revocato hanno impugnato tale delibera con richiesta di sospensione di efficacia a titolo cautelare, decisione per la quale è stata fissata Camera di Consiglio al 3 marzo 2021. Acsm Agam Ambiente S.r.l. ha rinunciato alla sospensiva evidenziando esigenza che il passaggio di gestione avvenga successivamente al deposito della sentenza di merito, dopo l'udienza del 21 aprile 2021. Con Sentenza n. 1080 del 30 aprile 2021 il TAR Milano ha respinto i ricorsi di Acsm Agam Ambiente e dell'originario aggiudicatario, confermando così la correttezza dell'operato del Comune di Varese. Sia Acsm Agam Ambiente sia l'originario aggiudicatario hanno proposto appello con istanza cautelare al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR Milano. Alla Camera di Consiglio del 24 giugno 2021 il Consiglio di Stato ha deciso il rinvio della causa all'udienza di merito fissata al 21 ottobre 2021.

Nelle more il Comune di Varese ha prorogato l'affidamento precedente ad Acsm Agam Ambiente sino al 30 settembre 2021.

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

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 altrimenti 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. L'udienza di precisazione conclusioni è stata fissata al 28 ottobre 2021.

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, Decabo 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. A seguito della Camera di Consiglio del 24 giugno 2020, con le Ordinanze n. 868/2020 e n. 869/2020, il TAR ha accolto le istanze cautelari presentate dai ricorrenti e ha sospeso l'efficacia della Delibera del Consiglio comunale di Seregno, fissando l'udienza di merito al 2 dicembre 2020. Il TAR, nonostante la fase cautelare, non ha apprezzato le questioni pregiudiziali e riferite al pericolo e ha effettuato un sommario apprezzamento sugli asseriti vizi dell'operazione rappresentati dai ricorrenti; in esito a tale disanima ha ritenuto che l'operazione violi le norme sulle società pubbliche perché sussisterebbero condizioni di applicazione di procedure ad evidenza pubblica.

Successivamente è stato depositato un terzo ricorso (R.G. 1095/2020 presentato da Idrotech ed Eco Term S.r.l.s.), per il quale è fissata la Camera di Consiglio del 15 luglio 2020 in esito alla quale anche per tale ricorso è stata fissata l'udienza al 2 dicembre 2020.

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 considerato la prevalenza dei principi di certezza del diritto e di affidamento del mercato in considerazione del compimento di atti societari.

Dopo l'udienza di merito del 2 dicembre 2020, 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. Le sentenze non producono effetti immediati sugli atti societari nel frattempo intervenuti e produttivi di effetti.

Per l'esecuzione della Sentenza 413 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 «esulano 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. Ad oggi il Consiglio di Stato non ha ancora pubblicato le sentenze di definizione nel merito dei giudizi di appello.

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 esposti 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” noto 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.

* * *

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 maggio 2020, la società ha presentato controricorso per Cassazione per IVA 2013-2014. E' stato iscritto un fondo rischi di 2 milioni di euro.

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

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 Ambiente S.p.A. (già Aprica S.p.A.) - Verifica tecnica termovalorizzatore di Brescia

Il 7 marzo 2013 l'Agenzia delle Dogane di Brescia ha iniziato una verifica tecnica sul termovalorizzatore di Brescia di proprietà della società Aprica S.p.A. (ora di proprietà di A2A Ambiente S.p.A.). La verifica si è conclusa il 16 gennaio 2014 con la notifica del processo verbale di constatazione per gli anni dal 2008 al 2011. Per gli anni 2008 e 2009, l'Agenzia delle Dogane il 7 e il 21 maggio 2014 ha notificato gli avvisi di pagamento e i relativi atti di irrogazione sanzioni. Nel mese di luglio 2014 la società ha presentato ricorso avverso i due procedimenti. Relativamente all'anno 2009, il 10 dicembre 2014, la società ha sottoscritto un atto di conciliazione con l'Agenzia delle Dogane di Brescia per la chiusura definitiva della controversia e conseguente estinzione del giudizio. Per il 2008 il contenzioso di primo grado si è chiuso favorevolmente per la società. In data 24 settembre 2015, l'Ufficio ha proposto appello. La società ha depositato le controdeduzioni in data 17 novembre 2015. Con sentenza del 6 giugno 2016 la Commissione Tributaria Regionale ha accolto parzialmente le ragioni della società. L'Ufficio ha proposto ricorso per Cassazione e la società ha resistito con controricorso e ricorso incidentale notificato il 20 febbraio 2017. La Corte di Cassazione ha rinviato il giudizio in Commissione Tributaria Regionale e la società, in data 8 giugno 2020, ha proposto ricorso in riassunzione. Il 5 agosto 2014 l'Agenzia delle Dogane ha notificato i processi verbali di constatazione per gli anni 2012 e 2013. Nel mese di marzo 2016, la società ha definito con l'Agenzia delle Dogane di Brescia gli anni dal 2010 al 2013 con il versamento delle somme dovute sulla base dei medesimi criteri individuati nell'atto di conciliazione per l'anno 2009. Per effetto degli accordi transattivi, il fondo è stato liberato per l'eccedenza e residua un fondo rischi di 0,3 milioni di euro per l'annualità 2008.

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. E' 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. 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. Pendono i termini per la proposizione dell'appello da parte dell'Ufficio. E' 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 NOx 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. E' stato iscritto un fondo rischi di 0,5 milioni di euro.

A2A Energiefuture S.p.A. – Avviso di accertamento TASI Comune di Brindisi per l'anno 2015

Il 18 marzo 2021 il Comune di Brindisi ha notificato avviso di accertamento ai fini TASI per l'anno 2015 relativamente alla centrale termoelettrica che insiste sul territorio del medesimo Comune. Il 7 giugno 2021 la società ha proposto ricorso in Commissione Tributaria Provinciale. E' stato iscritto un fondo rischi di 0,13 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 2021 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.



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 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)

Immobilizzazioni materiali milioni di euro	VALORE RESIDUO AL 31 12 2019	PRIMI CONSOLIDAMENTI	VARIAZIONI DEL PERIODO	
			INVESTIMENTI	VARIAZIONI DI CATEGORIA
Terreni	112	1		
Fabbricati	594	10	3	1
Impianti e macchinari	3.591	74	56	41
Attrezzature industriali e commerciali	45		4	
Altri beni	127		4	3
Discariche	28			2
Immobilizzazioni in corso ed acconti	131	1	66	(47)
Migliorie beni di terzi	101		6	1
Attività per diritti d'uso	140			
Totale immobilizzazioni materiali	4.869	86	139	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							VALORE RESIDUO AL 30 06 2021
RICLASSIFICAZIONI/ ALTRE VARIAZIONI		SMOBILIZZI/CESSIONI		SVALUTAZIONI	AMMORTAMENTI	TOTALE VARIAZIONI DEL PERIODO	
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

VARIAZIONI DEL PERIODO							VALORE RESIDUO AL 30 06 2020
RICLASSIFICAZIONI/ ALTRE VARIAZIONI		SMOBILIZZI/CESSIONI		SVALUTAZIONI	AMMORTAMENTI	TOTALE VARIAZIONI DEL PERIODO	
VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO	VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO				
(1)						(1)	112
					(16)	(12)	592
14	(10)	(2)	1		(140)	(40)	3.625
					(4)	-	45
		(2)	2		(15)	(8)	119
					(1)	1	29
(1)						18	150
					(8)	(1)	100
9	2				(14)	(3)	137
21	(8)	(4)	3	-	(198)	(46)	4.909

6.2 2. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali

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

Immobilizzazioni immateriali milioni di euro	VALORE RESIDUO AL 31 12 2019	PRIMI CONSOLIDAMENTI	VARIAZIONI DEL PERIODO	
			INVESTIMENTI	VARIAZIONI DI CATEGORIA
Diritti di brevetto industriale e ut.op.dell'ingegno	31		5	8
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.616		73	3
Avviamento	374			
Immobilizzazioni in corso	62		31	(12)
Altre immobilizzazioni immateriali	296	11	2	
Totale immobilizzazioni immateriali	2.379	11	111	(1)

6
Allegati alle
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

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							VALORE RESIDUO AL 30 06 2021
RICLASSIFICAZIONI/ ALTRE VARIAZIONI		SMOBILIZZI/CESSIONI		SVALUTAZIONI	AMMORTAMENTI	TOTALE VARIAZIONI DEL PERIODO	
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

VARIAZIONI DEL PERIODO							VALORE RESIDUO AL 30 06 2020
RICLASSIFICAZIONI/ ALTRE VARIAZIONI		SMOBILIZZI/CESSIONI		SVALUTAZIONI	AMMORTAMENTI	TOTALE VARIAZIONI DEL PERIODO	
VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO	VALORE LORDO	FONDO AMMORTAMENTO				
					(9)	4	35
(1)		(11)	8		(45)	27	1.643
						-	374
						19	81
19					(12)	9	316
18	-	(11)	8	-	(66)	59	2.449

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
A2Abroad S.p.A.	Milano	Euro	500
A2A Telecommunications S.r.l.	Milano	Euro	2.110
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.	Milano	Euro	1.875
SEASM S.r.l.	Brescia	Euro	700
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
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

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

% DI PARTECIPAZIONE CONSOLIDATA DI GRUPPO AL 30 06 2021	QUOTE POSSEDUTE %	AZIONISTA	CRITERIO DI VALUTAZIONE
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
93,63%	100,00%	A2A S.p.A. (87%) Linea Group Holding S.p.A. (13%)	Consolidamento integrale
93,73%	100,00%	A2A S.p.A. (87,20%) Linea Group Holding S.p.A. (12,80%)	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
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
81,90%	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
67,00%	67,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
74,80%	74,80%	A2A S.p.A. (74,55%) Unareti S.p.A. (0,25%)	
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%	A2Abroad 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%	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

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
Suncity Energy S.r.l.	Milano	Euro	100
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
renewA26 S.r.l.	Milano	Euro	20
renewA27 S.r.l.	Milano	Euro	20
renewA28 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
I.Fotoguiglia S.r.l.	Milano	Euro	14
Free Energy S.r.l.	Milano	Euro	10
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	-

[illegible]

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

Denominazione	SEDE	DIVISA	CAPITALE SOCIALE (MIGLIAIA)
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	-
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.	San Zeno Naviglio (BS)	Euro	10
Gash 2 S.r.l.	San Zeno Naviglio (BS)	Euro	10
Linea Group Holding S.p.A.	Cremona	Euro	189.494
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.	Bologna	Euro	500
B-HOLDING S.R.L.	Bologna	Euro	50
CASTEL RITALDI BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA S.R.L.	Bologna	Euro	50
DONNA RICCA BIOENERGIA S.R.L. SOCIETÀ AGRICOLA	Bologna	Euro	10
GIULIANA BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Bologna	Euro	65
IUMAGAS BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Bologna	Euro	50
LA MARROCCA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Bologna	Euro	10
L.I.F.E. S.R.L.	Bologna	Euro	10
MARSICA AGROENERGIA S.R.L.	Bologna	Euro	60
PONZANO BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Bologna	Euro	40
PRATI BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Bologna	Euro	40
ROBERTA BIOENERGIA S.R.L.	Bologna	Euro	10
SAN QUIRICO BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Bologna	Euro	160
SCALENGHE BIOGAS SOCIETÀ AGRICOLA S.R.L.	Bologna	Euro	10
STROVINA BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Sanluri (SU)	Euro	40
SUGAR ENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Bologna	Euro	100
TORRE ZUINA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Bologna	Euro	10
TULA BIOENERGIA SOCIETÀ AGRICOLA A.R.L.	Bologna	Euro	40
VITTORIA BIOENERGIA S.R.L.	Bologna	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

% DI PARTECIPAZIONE CONSOLIDATA DI GRUPPO AL 30 06 2021	QUOTE POSSEDUTE %	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
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
51,00%	51,00%	A2A S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
95,60%	95,60%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	Linea Group Holding S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	Linea Group Holding 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
82,51%	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

6
Allegati alle
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

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

Denominazione	SEDE	DIVISA	CAPITALE SOCIALE (MIGLIAIA)
Serenissima Gas S.p.A.	Como	Euro	9.230
Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l.	Sondrio	Euro	2.000
Acel Energie S.r.l.	Lecco	Euro	17.100
Acsn 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 IDROGEN2 S.r.l.	Milano	Euro	10
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.	Seregno (MB)	Euro	110.000
Gelsia Ambiente S.r.l.	Desio (MB)	Euro	4.671

(*) La percentuale non tiene conto dell'esercizio delle put.

% DI PARTECIPAZIONE CONSOLIDATA DI GRUPPO AL 30 06 2021	QUOTE POSSEDUTE %	AZIONISTA	CRITERIO DI VALUTAZIONE
79,37%	78,44%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
100,00%	100,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	Consolidamento integrale
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 Integrambiente S.r.l. (30%)	Consolidamento integrale

6
Allegati alle
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

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
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
Sviluppo Turistico Lago d'Iseo S.p.A.	Iseo (BS)	Euro	1.616
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
ASM Codogno S.r.l.	Codogno (LO)	Euro	1.898
758 AM S.r.l.	Milano	Euro	20
Como Energia S.c.a.r.l. in liquidazione	Como	Euro	20
SO.E.RA Energy Calor in Liquidazione	Como	Euro	20
Prealpi Servizi S.r.l.	Varese	Euro	5.451
Consul System S.p.A.	Milano	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
Totale partecipazioni			
Partecipazioni destinate alla vendita			
Ge.S.I. S.r.l.	Brescia	Euro	1.000

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

QUOTE POSSEDUTE %	AZIONISTA	VALORE DI CARICO AL 30 06 2021 (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.	2.862	Patrimonio netto
49,00%	A2A S.p.A.	1.015	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.	783	Patrimonio netto
40,00%	A2A S.p.A.	10	Patrimonio netto
24,29%	A2A S.p.A.	748	Patrimonio netto
52,00%	A2A Calore & Servizi S.r.l.	-	Patrimonio netto
32,90%	A2A Smart City S.p.A.	104	Patrimonio netto
26,00%	A2A Energy Solution S.r.l.	5.696	Patrimonio netto
40,00%	Aprica S.p.A.	2.992	Patrimonio netto
50,00%	A2A Ambiente S.p.A.	79	Patrimonio netto
25,00%	A2A Ambiente S.p.A.	247	Patrimonio netto
49,00%	Linea Gestioni S.r.l.	4.864	Patrimonio netto
20,00%	A2A Rinnovabili S.p.A.	131	Patrimonio netto
70,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	118	Patrimonio netto
50,00%	ACSM-AGAM S.p.A.	-	Patrimonio netto
12,47%	ACSM-AGAM S.p.A.	21	Patrimonio netto
49,00%	A2A Energy Solution S.r.l.	7.707	Patrimonio netto
27,71%	A2A Ambiente S.p.A.	7.116	Patrimonio netto
20,00%	Agripower S.r.l.	387	Patrimonio netto
		34.891	
47,00%	A2A S.p.A.	-	Patrimonio netto



6.5 5. Elenco delle partecipazioni in altre imprese

Denominazione	QUOTE POSSEDUTE %	AZIONISTA	VALORE DI CARICO AL 30 06 2021 (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.	
Brescia Mobilità S.p.A.	0,25%	A2A S.p.A.	
Consorzio Italiano Compostatori	n.s.	A2A Ambiente S.p.A.	
L.E.A.P. S.c.a.r.l.	8,29%	A2A S.p.A.	
Gugliesoni 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.	14,50%	A2A Smart City S.p.A.	
D.I.T.N.E. S.c.a.r.l.	1,86%	A2A S.p.A.	
E.M.I.T. S.r.l. in liquidazione	10,00%	A2A S.p.A.	
COMIECO	7,54%	A2A Recycling S.r.l. (2,89%) A2A Ambiente S.p.A. (4,65%)	
CONAPI S.c.a.r.l.	18,18%	A2A Recycling S.r.l.	
Blugas Infrastrutture S.r.l.	27,51%	Linea Group Holding S.p.A.	
Casalasca Servizi S.p.A.	13,88%	Linea Gestioni S.r.l.	
Isfor 2000 S.c.p.a.	0,19%		
Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione	22,10%	Linea Group Holding S.p.A. (14,92%) Ambiente Energia Brianza S.p.A. (7,18%)	
Cassa Padana S.c.a.r.l.	n.s.	A2A Smart City S.p.A.	
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.	9,81%	ACSM - AGAM S.p.A.	
T.C.V.V.V. S.p.A.	0,25%	ACSM - AGAM S.p.A.	
Società Cooperativa Polo dell'Innovazione della Valtellina in liquidazione	n.s.	ACSM - AGAM S.p.A. A2A S.p.A.	
CIAL - CONSORZIO IMBALLAGGIO ALLUMINIO	0,60%	A2A Ambiente S.p.A.	
COREVE	0,89%	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.	
SABB - SERVIZI AMBIENTALI BASSA BERGAMASCA S.p.A.	5,08%	Linea Gestioni S.r.l.	
SVIM. CONSORTIUM CONSORZIO PER LO SVILUPPO DELLE IMPRESE S.c.p.a. in liquidazione	0,35%	A2A Rinnovabili S.p.A. (0,05%) DES ENERGIA TREDICI S.R.L. (0,30%)	
Totale partecipazioni in altre imprese			7.341

Nota: A2A S.p.A. ha partecipato alla costituzione della Società Cooperativa Polo dell'innovazione della Valtellina sottoscrivendo n. 5 azioni del valore nominale pari a euro 50.

6
Allegati alle
Note illustrative
alla Relazione
finanziaria
semestrale

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



7

Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A



Nel seguito si riportano le principali variazioni intervenute nel primo semestre 2021, restando valido quanto già pubblicato nel Bilancio al 31 dicembre 2020.

7.1 Business Unit Generazione e Trading

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva: capacity payment e capacity market

Il meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva vigente fino al 2021 è il c.d. capacity payment definito nel 2003 dal D.Lgs. n. 379 come sistema transitorio amministrato volto a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico nei giorni critici individuati da Terna S.p.A. con riferimento ai quali la differenza tra offerta e domanda potrebbe essere ai livelli minimi. Questo meccanismo è operativo dal 2004 per effetto della Delibera 48/04 la quale prevede che l'Autorità determini ex ante uno specifico gettito (circa 180-200 milioni di euro/anno) raccolto grazie alle bollette di energia elettrica e corrisposto tramite l'applicazione di due corrispettivi (CAP1 e S) agli impianti abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento e che risultano disponibili nei giorni critici.

La competenza per il capacity payment relativo all'anno 2021 è pari a circa 24 milioni di euro, di cui circa 14 milioni di euro sono stati liquidati in data 30 giugno 2021.

Il D.Lgs. n. 379 del 2003 aveva previsto che a regime la remunerazione della disponibilità si sarebbe dovuta basare su un meccanismo di mercato (capacity market), in seguito disegnato dalla Delibera ARG/elt 98/11. Tale meccanismo consiste in un contratto per le differenze ad una via aggiudicato a seguito di un'asta in cui i produttori assegnatari acquisiscono il diritto a ricevere un premio (in €/MW/anno) a fronte dell'obbligo di offrire tutta la capacità impegnata su MGP e la capacità non accettata in esito ai mercati dell'energia (MGP e MI) su MSD, restituendo alla controparte Terna S.p.A. la differenza - se positiva - tra i prezzi di riferimento dei mercati ed un prezzo strike (in €/MWh).

Dopo lunghe interlocuzioni con le istituzioni europee, numerose consultazioni in ambito italiano e l'avallo al capacity market ottenuto dalla Commissione, il DM MiSE 28 giugno 2019 ha approvato la disciplina di Terna S.p.A. (dopo parere positivo di ARERA rilasciato con Delibera 281/2019/R/eel).

Nelle aste svoltesi il 6 e il 28 novembre 2019 A2A S.p.A. si è aggiudicata tutta la capacità offerta, ovvero circa 5 GW/anno per circa 340 milioni di euro di premio totali per il biennio di consegna 2022-2023 (valore lordo nominale 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 capacità di nuova realizzazione. Il prezzo di aggiudicazione dell'asta è stato pari a 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente e a 75.000 €/MW/anno per 15 anni per la capacità nuova.

Alcuni operatori 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.. Alcuni hanno proposto ricorso anche presso la Corte di Giustizia UE. L'udienza di merito del TAR (precedentemente fissata il 24 marzo) è stata rinviata in attesa della decisione del Tribunale UE. 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 in più occasioni concedendo una proroga 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:

- 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).

Per la consegna 2022, A2A S.p.A. ha conseguito i titoli autorizzativi per la capacità nuova non autorizzata aggiudicata in asta (ripotenziamento degli impianti di Cassano e Chivasso) mentre per la consegna 2023 sono già stati trasmessi a Terna S.p.A. i titoli per i ripotenziamenti degli impianti di Piacenza e Sermide.

Facendo seguito dell'Opinione positiva da parte della Commissione all'"Implementation Plan", presentato a giugno 2020 dal Governo italiano, sono state avviate le attività propedeutiche per bandire le aste per le consegne 2024 e 2025. Terna S.p.A. ha avviato 3 consultazioni per la revisione del meccanismo: Disciplina, Disposizioni Tecniche di Funzionamento, Proposta in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico. Le proposte di modifica più rilevanti 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 inizio della consegna, la possibilità di prorogare la consegna di 1 anno e la facoltà di cedere il contratto previo consenso di Terna S.p.A.;
- la revisione, secondo le metodologie UE, dei valori di VOLL (Value Of Loss Load), CONE (Cost Of New Entry) e LOLE (Loss of Load Expectation). Tali valori sono input fondamentali per la definizione dei parametri economici rilevanti per il meccanismo d'asta.

La celebrazione dell'asta per la consegna 2024 è attualmente stimata nel corso dell'autunno 2021.

Remunerazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Con la Delibera 803/2016/R/eel l'impianto a 220 kV della centrale di San Filippo del Mela (gruppi 2, 5 e 6) è stato contrattualizzato da Terna S.p.A. in regime di essenzialità con reintegro dei costi per il quinquennio 2017-2021 dato che l'elettrodotto di collegamento tra la Sicilia e il Continente potrebbe non essere sempre disponibile e l'isola risulta al momento ancora corta in termini di offerta. La Delibera prevede che il gruppo 1 a 150 kV sia di back-up in caso di indisponibilità del gruppo 2.

A2A Energiefuture S.p.A. si è impegnata a contenere le richieste di reintegro sotto un certo cap proposto dalla stessa società che assicuri la copertura dei costi fissi e variabili di gestione ed un'equa remunerazione, oltre che un risparmio per il sistema, essendo tale livello di reintegro inferiore rispetto al calcolo previsto dal regime di essenzialità standard (ex Delibera 111/06). La contrattualizzazione pluriennale di San Filippo del Mela consente, pertanto, la gestione in utile dell'impianto, garantendo il mantenimento in sicurezza del sistema siciliano con un risparmio sui costi complessivi.

Il reintegro costi per l'anno 2021 è stimato pari a circa 41 milioni di euro.

Terna S.p.A. ha dichiarato «essenziale» la centrale anche dopo il 31 dicembre 2021 e la Delibera 269/2020/R/eel ha approvato l'istanza per il reintegro costi per il 2022 senza la previsione di impegni sugli importi riconosciuti (si stima un reintegro pari a 82 milioni di euro sul biennio 2021-2022).

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 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, in anticipo di un mese rispetto a quanto definito in esito all'asta.

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.

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

La marginalità attesa per il 2021 è pari a circa 4 milioni di euro.

Incentivi alla produzione da fonti rinnovabili

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

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

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

Nel 2021 l'incentivo (I) è stato di 109,36 €/MWh (con Re 2020 pari a 39,80 €/MWh).

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

Il 14 giugno 2019 la Commissione UE ha approvato, ai sensi della disciplina sugli Aiuti di Stato, il nuovo schema di sostegno per le rinnovabili elettriche e il 4 luglio 2019 il MiSE, di concerto con il MATTM, ha adottato il cosiddetto DM FER1 che definisce il quadro incentivante per le fonti rinnovabili considerate mature e con costi fissi bassi o, comunque, in diminuzione: eolico, fotovoltaico, idroelettrico e biogas da depurazione.

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

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

Nell'ambito dell'emergenza COVID-19, il Governo è intervenuto con il DL 16 luglio 2020, n. 76 (il c.d. DL Semplificazioni) semplificando le procedure autorizzative e di valutazione di impatto ambientale ed introducendo la possibilità di accedere agli incentivi anche per quegli impianti non fotovoltaici che non avevano aderito allo spalma incentivi, prevedendo procedure separate con contingente ad hoc ed una tariffa ridotta del 5%. Inoltre, in considerazione dello stato di emergenza prorogato al 31 luglio 2021, il GSE ha proceduto ad aggiornare alcuni termini per gli adempimenti.

Nelle prime cinque aste per l'accesso agli incentivi, A2A Energy Solutions S.p.A. si è aggiudicata complessivamente circa 4,2 MW di impianti fotovoltaici in sostituzione di amianto (tipologia A-2).

Al 30 giugno 2021 gli incentivi erogati dal GSE agli impianti alimentati da fonti rinnovabili del Gruppo A2A sono stati pari a 40,2 milioni di euro.

Tipologia incentivo GSE
milioni di euro

Feed in tariff	23,3
TO e RID	4,0
Conto Energia (FV)	12,9
Totale BU GENT	40,2

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

L'art. 11-quater della Legge n. 12/2019 ha modificato la disciplina delle concessioni idroelettriche di grande derivazione (impianti con potenza nominale maggiore di 3 MW), abrogando il comma 8 bis dell'art. 12 del D.Lgs. 79/1999. 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 dalla maggior parte delle 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.

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 Regione Lombardia ha emanato la Legge Regionale n. 5/2020 che disciplina le modalità e le procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche e ne determina il relativo canone. La legge ha stabilito come modalità principale di assegnazione la gara ad evidenza pubblica mentre il termine per l'avvio delle procedure è fissato:

- per le concessioni già scadute ed in regime di prosecuzione temporanea: entro 2 anni dall'entrata in vigore della legge (ossia, entro il 31 ottobre 2022), con riassegnazione entro il 31 luglio 2024;
- per le concessioni con scadenza successiva all'entrata in vigore della legge regionale: entro 2 anni dalla scadenza.

Il nuovo canone demaniale ha una parte fissa correlata alla potenza di concessione pari a 35 euro/kW da corrispondere semestralmente dal 2021 ed una parte variabile pari ad un minimo del 2,5% dei ricavi di vendita dell'energia immessa in rete dall'impianto, al netto dell'energia fornita gratuitamente alla Regione, da versare a consuntivo entro il 31 marzo dell'anno successivo.

La Legge Regionale 23/2019 ha, altresì, imposto ai concessionari, a partire dal 2020, l'obbligo di fornire gratuitamente alla Regione energia elettrica da destinare per almeno il 50% a servizi pubblici delle province interessate dalla derivazione (220 kWh per ogni kW di potenza di concessione), prevenendo la possibilità di monetizzare l'adempimento. Per le concessioni in regime di prosecuzione temporanea è stato disposto un canone aggiuntivo annuo pari a 20 euro/kW.

Si segnala infine che nell'ambito del PNRR è stata trattata la revisione normativa in senso pro-concorrenziale delle concessioni idroelettriche di grande derivazione, contestualizzandola all'interno del quadro legislativo della Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2022. In particolare, si afferma la necessità di modificare la disciplina *“al fine di favorire, secondo criteri omogenei, l'assegnazione trasparente e competitiva delle concessioni medesime, anche eliminando o riducendo le previsioni di proroga o di rinnovo automatico, soprattutto nella prospettiva di stimolare nuovi investimenti”*.

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 scadute¹ ed esercite in regime di “prosecuzione temporanea”, anche ai sensi della D.g.r. 30 dicembre 2020 n. XI/4182 della Regione Lombardia. La Regione ha già richiesto il pagamento del citato canone aggiuntivo determinato provvisoriamente nella misura di 20 euro/kW, oltre ad aver disposto la disapplicazione dell'esenzione parziale dal canone demaniale sugli impianti di Premadio 1, Grosio, Lovero e Stazzona².

Con riferimento alla concessione di Premadio 1, la Cassazione ha respinto³ il ricorso di A2A S.p.A. contro la Sentenza n. 3/2017 del Tribunale Superiore Acque Pubbliche (TSAP), presso cui la società aveva impugnato le delibere regionali recanti le condizioni di prosecuzione temporanea inclusa la revoca dell'esenzione parziale dai canoni demaniali. Per Premadio 1, A2A S.p.A. ha proceduto al pagamento della quota parte del canone demaniale, pari a circa 4,8 milioni di euro, con riserva di ripetizione di quanto dovesse essere in futuro ritenuto non dovuto. Circa l'esenzione parziale del canone demaniale afferente la concessione di Grosio, è tuttora pendente il giudizio avanti il TSAP⁴.

1 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.

2 Nonostante il venir meno dell'esenzione parziale del canone demaniale per le concessioni di Lovero e Stazzona sia stato previsto solo con la D.g.r. n. XI/4182/2020 a partire dal 2021, Regione Lombardia ha chiesto il pagamento delle quote di canone demaniale oggetto di esenzione per le predette concessioni anche per le precedenti annualità. Detta richiesta è ad oggi contestata da A2A S.p.A..

3 Sentenza n. 15990/2020 delle Sezioni Unite della Corte di Cassazione. Per ulteriori dettagli si rimanda al Paragrafo “Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso”.

4 Con la Sentenza non definitiva n. 22/2021 intervenuta a marzo, il TSAP ha respinto tutti i motivi di ricorso di A2A S.p.A., fatta eccezione per la censura con la quale è stata denunciata la manifesta sproporzione dell'ammontare del canone aggiuntivo, e, limitatamente al profilo della quantificazione del canone aggiuntivo, ha rinviato per la trattazione ulteriore della causa all'udienza collegiale del 2 marzo 2022. A2A S.p.A. rispetto a tale sentenza ha formulato riserva di impugnazione in Cassazione unitamente alla sentenza che si pronuncerà in via definitiva.

Le annualità pregresse non versate del canone aggiuntivo, inerenti le concessioni scadute di A2A S.p.A. e Linea Green S.p.A.⁵ nel periodo 1° gennaio 2011 – 31 dicembre 2019, sono tuttora oggetto di accantonamento a Bilancio data la perduranza dei relativi giudizi. A2A S.p.A. e Linea Green S.p.A. hanno, invece, pagato l'annualità 2020 del canone aggiuntivo, in ragione delle modifiche normative del 2019, per un importo pari a circa 4 milioni di euro, con riserva di ripetizione di quanto dovesse risultare in futuro non dovuto.

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 tre grandi derivazioni di Linea Green S.p.A. (Resio, Mazzuno e Darfo non ancora scadute) nonché la concessione di Gravedona di ACSM-AGAM S.p.A. con scadenza al 2029.

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

A seguito del ricorso presentato dalle società di vendita del Gruppo A2A avverso le Delibere ARG/gas 89/10 e 77/11, con le quali ARERA aveva introdotto un coefficiente riduttivo k applicato alla componente indicizzata a copertura dei costi di approvvigionamento (QE) per gli anni termici 2010/11 e 2011/12, al termine di un lungo contenzioso il Consiglio di Stato, con Sentenza n. 4825 del 18 novembre 2016, ha confermato le ragioni dei ricorrenti annullando i provvedimenti.

Con Delibera 737/2017/R/gas l'Autorità ha rideterminato il coefficiente k mentre con le Delibere 32/2019/R/gas e 247/2020/R/gas ha introdotto un meccanismo di riconoscimento degli importi spettanti ai venditori tramite l'istituzione di una componente di socializzazione sulla tariffa di distribuzione e misura gas corrisposta dai clienti con riferimento ai primi 200.000 Smc consumati (sotto-componente della UG_2 denominata UG_{2k}).

Il 31 maggio 2019 A2A Energia S.p.A., Lumenergia S.p.A., ACEL Energie S.r.l., Enerxenia S.p.A. (ora ACEL Energie) e Gelsia S.p.A. hanno presentato istanza di accesso alla CSEA per complessivi 24,7 milioni di euro che saranno liquidati in tre sessioni comprese tra il 1° aprile 2020 e il 31 dicembre 2021. Con riferimento agli importi di competenza della Business Unit Generazione e Trading, pari a 12,2 milioni di euro: il 75% dell'importo spettante è stato liquidato nel 2020, mentre il restante 25%, pari a circa 1,5 milioni di euro, sarà liquidato entro il mese di dicembre 2021.

⁵ Linea Green S.p.A. è titolare della concessione di Resio in Valcamonica, scaduta il 31 ottobre 2010, anch'essa esercita in regime di prosecuzione temporanea.

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 il 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 elettrici e gas e le microimprese elettriche⁶.

Nelle more degli adempimenti governativi, la Delibera ARERA 491/2020/R/eel ha definito il Servizio a Tutele Graduali (STG) da attivare con decorrenza 1° gennaio 2021 nei confronti delle piccole imprese, diverse dalle microimprese, prive di un fornitore sul mercato libero⁷.

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), per un periodo di 3 anni, il STG sarà erogato da operatori selezionati tramite asta organizzata da Acquirente Unico S.p.A.. L'asta, svoltasi in data 26 aprile 2021, ha previsto l'aggiudicazione di 9 lotti di clienti, con un tetto massimo di aree aggiudicabili per singolo operatore pari al 35% dei volumi totali. I lotti sono stati assegnati in base al minor valore offerto del parametro β , espresso in €/MWh, a copertura dei costi di commercializzazione e sbilanciamento non già riconosciuti da ARERA, per il quale era fissato un floor pari a zero.

Le condizioni contrattuali applicate sono quelle previste per le Offerte PLACET mentre le condizioni economiche, definite da ARERA, prevedono l'introduzione di un "corrispettivo unico nazionale" (determinato dalla ponderazione dei parametri β offerti in asta nelle diverse aree).

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 100.000 POD e circa 2,5 TWh/anno.

Da ultimo, si è sempre in attesa del DM MiSE relativo all'Elenco Venditori Elettricità nonché del DM MiSE che definirà le modalità e i criteri per un ingresso consapevole dei clienti domestici e delle microimprese nel mercato libero a far data dal prossimo 1° gennaio 2023.

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

Le Delibere 604/2020/R/eel e 603/2020/R/gas hanno aggiornato per il 2021 le 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). A livello di Gruppo A2A l'intervento ha avuto un impatto negativo rispetto al 2020 nell'ordine di circa 1 milione di euro. In particolare in entrambe le Delibere ARERA ha dichiarato che *"non si riscontrano al momento i presupposti per interventi di riconoscimento diversi o ulteriori rispetto a quelli ordinari previsti dalla regolazione vigente"* con riferimento ai tassi di morosità che restano allineati a quelli degli anni precedenti nonostante il 2020 sia stato interessato dalla pandemia da COVID-19.

⁶ In accordo alla definizione comunitaria le microimprese elettriche hanno meno di 10 dipendenti ed un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

⁷ 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.

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

PCV €/POD/anno	2020		2021	
	Unico nazionale		Unico nazionale	
POD domestici	65,12		65,44	
POD usi diversi	125,64		124,71	

RCV €/POD/anno	2020		2021	
	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici	26,94	29,91	24,42	26,67
POD usi diversi	49,44	71,17	47,42	65,83

	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici (RCVsm)*	41,55	44,10	41,19	42,66
POD usi diversi (RCVsm)*	69,67	101,78	72,00	107,73

	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici	21,55	23,92	19,54	21,34
POD usi diversi	39,55	56,94	37,93	52,67

QVD €/PDR/anno	2020		2021	
	€/PDR/anno	c€/mc	€/PDR/anno	c€/mc
PDR domestico	63,61	0,7946	62,74	0,7946
PDR condominio uso domestico < 200.000	83,55	0,7946	82,39	0,7946

(*) Remunerazione commercializzazione vendita imprese societariamente minori (≤ 10 MIO POD)

Ulteriori meccanismi di copertura dei costi efficienti sulla maggior tutela elettrica

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

- a maggio 2021 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 30.000 euro, che sarà liquidato nel 2° semestre del 2021 (PUC 2020);
- ad aprile 2021 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 2020), per un importo pari a circa 900.000 euro, che sarà liquidato nel 2° semestre 2021.

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 e già versati alle imprese distributrici. Il meccanismo parte dal 2016 (entrata in vigore del Codice di rete tipo) e 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 vengono riconosciuti agli utenti 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 transattivi, di cessione o di ristrutturazione del credito;

- un regime semplificato: nel quale è riconosciuto il 75% della stima degli OGS Non Riscossi Dichiarati effettuata rispetto ai valori riscontrabili nella situazione contabile della società indicata nelle comunicazioni obbligatorie previste dalla regolazione sull'unbundling contabile (TIUC) e nei bilanci di esercizio approvati.

In questa prima sessione (c.d. pregresso) l'ammontare riconosciuto scontrerà una decurtazione del "Fattore recupero della morosità" (c.d.: "rec. Pricing") in quanto è stato assunto che un soggetto che opera nel mercato elettrico abbia recuperato, nella sua attività di pricing, anche i costi della morosità attesa relativa agli OGS fino al 24 maggio 2016, data di pubblicazione della Sentenza del CdS 2182/2016 nella quale è sancito il principio che i soggetti obbligati alla corresponsione degli OGS sono i clienti finali. In questa prima sessione del meccanismo dovrebbe essere riconosciuto ad A2A Energia S.p.A. un importo che supera i 4 milioni di euro.

Valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici

La Delibera n. 111/06 definisce le regole per il calcolo dei prezzi di sbilanciamenti da applicarsi agli scostamenti tra i programmi di immissione e di consumo e le effettive produzioni e prelievi. Una corretta programmazione è auspicabile dal punto di vista del sistema dal momento che consente una più efficace gestione della sicurezza di sistema e favorisce la riduzione dei costi che ricadono sui clienti. 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 mercati.

A giugno 2016, considerato il significativo incremento dei costi di dispacciamento, ARERA ha avviato un'indagine conoscitiva da cui sono derivati numerosi provvedimenti prescrittivi e/o di regolazione asimmetrica e sanzionatori.

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. (ora Suncity Energy S.r.l.). Il provvedimento ha imposto la restituzione a Terna S.p.A. di circa 737 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:

- in relazione a Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) il procedimento ha comportato l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria di circa 1,5 milioni di euro (Delibera ARERA 164/2018/S/eel);
- in relazione a Enercity S.r.l. (ora Suncity Energy S.r.l.) il procedimento (avviato con Determina ARERA DSAI/81/2017/eel) non si è ancora concluso.

Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) ha proposto ricorso in sede giudiziaria sia nei confronti del provvedimento prescrittivo che di quello sanzionatorio (appello ancora pendente). Enercity S.r.l. (ora Suncity Energy S.r.l.) ha, altresì, proposto ricorso in sede giudiziaria verso il prescrittivo.

A2A Energia S.p.A. e Suncity Energy 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.

In data 24 settembre 2020 per A2A Energia S.p.A. e in data 26 maggio 2021 per Suncity Energy S.r.l., il Consiglio di Stato ha accolto i rispettivi ricorsi avverso i provvedimenti prescrittivi e Terna S.p.A. ha provveduto a compensare rispettivamente, lo scorso novembre 2020, l'importo di circa 3,9 milioni di euro ad A2A Energia S.p.A. e, lo scorso giugno 2021, l'importo di circa 737 mila euro a Suncity Energy S.r.l..

Alla luce del potere di riesame dell'Autorità, A2A Energia S.p.A. ha accantonato un fondo di pari importo e Suncity Energy S.r.l. di importo pari a circa 500 mila euro. Con Delibera 217/2021/E/eel, l'Autorità, in ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato, ha infatti avviato nuovi procedimenti finalizzati a rivedere, o, eventualmente, a confermare i suddetti provvedimenti prescrittivi.

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.

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

Relativamente al contenzioso, si rimanda al corrispondente paragrafo presente nella sezione relativa alla BU Generazione e Trading.

Quanto agli importi di competenza della BU Mercato, in relazione alle istanze presentate il 31 maggio 2019 da A2A Energia S.p.A., Lumenergia S.p.A., ACEL Energie S.r.l., Enerxenia S.p.A. (ora ACEL Energie S.r.l.) e Gelsia S.p.A., pari a 12,5 milioni di euro, il 75% è già stato liquidato nel 2020 (ad eccezione degli importi di Lumenergia S.p.A., pari a circa 0,15 milioni di euro, per cui si è ancora in attesa dell'erogazione), mentre il restante 25%, pari a circa 3,1 milioni di euro, sarà liquidato nel mese di dicembre 2021.

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

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 ACI (Automobile Club d'Italia) contro la decisione del TAR Lazio che aveva confermato la validità del provvedimento con cui AGCM aveva sanzionato l'operatore per violazione della citata disposizione del Codice del Consumo.

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 crescente diffusione dei veicoli elettrici (il PNIEC ne stima 6 milioni al 2030) e il conseguente incremento delle IdR non solo aumenterà l'energia richiesta per la ricarica ma tali veicoli, attraverso le IdR, potranno fornire preziosi servizi alla rete di trasmissione e, nel medio-lungo termine, anche alle reti di distribuzione: le batterie, infatti, hanno la capacità di erogare velocemente servizi in immissione/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 concessa per il periodo 1 luglio 2021 – 31 dicembre 2023.

Per quanto riguarda la ricarica in ambito pubblico, l'articolo 57, comma 12, del DL 16 luglio 2020 (cd. "Decreto Semplificazioni") prevede che *"l'Autorità definisca le tariffe per la fornitura dell'energia elettrica destinata alla ricarica dei veicoli, applicabili in ambito privato e in ambito pubblico, in modo da assicurare un costo non superiore a quello previsto per i clienti domestici residenti"*. Sono al momento in corso interlocuzioni tra l'Autorità e MiTE per l'implementazione di tale dettato normativo che parrebbe necessitare di notifica alla Commissione ai sensi della disciplina sugli Aiuti di Stato.

Nel corso del mese di aprile 2021 l'Autorità, tramite la pubblicazione di un chiarimento, ha ufficialmente previsto la possibilità che, in una stessa unità immobiliare, vengano installati POD destinati alla ricarica dei veicoli elettrici 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, sfruttando le sinergie e i risparmi da ciò derivanti (ripartizioni componenti fisse, sinergie sulla potenza massima e sui costi di connessione).

7.3 Business Unit Ambiente

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

La Delibera ARERA 443/2019/R/rif ha approvato il Metodo Tariffario per il servizio integrato di gestione dei Rifiuti (MTR), definendo *“i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento per il periodo 2018-2021”*. Il provvedimento si applica alle entrate tariffarie 2020/2021, compatibilmente con le tempistiche previste per l'approvazione della TARI da parte dei Consigli Comunali la cui scadenza, con riferimento alla TARI 2021, è stata prorogata al 31 luglio 2021 per effetto del DL n. 99/2021 (c.d. Decreto Impresa e Lavori).

MTR prevede che i costi riconosciuti ai Gestori del servizio di igiene urbana siano determinati a partire da quelli effettivi rilevati nell'anno di riferimento (a-2) risultanti da fonti contabili obbligatorie⁸ e siano quelli afferenti alla gestione integrata dei rifiuti, che comprende le attività di:

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

Altre attività come la derattizzazione, lo sgombero neve, la disinfestazione zanzare, la pulizia giardini, la pulizia delle scritte vandaliche, ecc. sono considerate esterne al ciclo integrato dei rifiuti urbani e, quindi, non sottoposte al perimetro di regolazione. I costi di trattamento e smaltimento sono stati definiti in via transitoria *as is* nelle more della fissazione dei criteri per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti prevista entro il 2021 con decorrenza 1° gennaio 2022.

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

Nel seguito le principali caratteristiche del nuovo metodo:

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

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

Nel primo semestre 2021 le società di igiene urbana del Gruppo A2A hanno provveduto alla redazione dei PEF “grezzi” 2021 per singolo affidamento secondo la nuova metodologia ARERA. I PEF finali 2021, integrati dai Comuni con i costi di propria competenza (i.e. attività di fatturazione e gestione rapporti con le utenze) sono stati successivamente verificati e validati dagli ETC.

Le società del Gruppo A2A, che gestiscono circa 300 comuni nel territorio lombardo, hanno trasmesso la documentazione di competenza ai relativi ETC per l'approvazione delle TARI 2021 e dei PEF sottesi. Nella maggior parte dei casi, in continuità con il 2020 e in presenza di affidamenti conseguiti a valle di gare, l'ETC si è avvalso 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.

⁸ Il metodo è in continuità con il DPR 27 aprile n. 158/99 ma prevede per la predisposizione dei PEF l'utilizzo delle fonti contabili obbligatorie e non i costi previsionali.

Con riferimento al Comune di Varese, l'ETC ha approvato un PEF 2021 inferiore rispetto al PEF "grezzo" presentato da Acsm Agam Ambiente S.r.l. con un impatto negativo nell'ordine di 100.000 euro. A valle della pubblicazione della Delibera del Consiglio Comunale, Acsm Agam Ambiente S.r.l. valuterà l'impugnativa, rilevando gli stessi profili del ricorso già promosso per l'annullamento dell'analoga deliberazione del Consiglio Comunale relativa al PEF 2020. Il PEF approvato dal Comune in qualità di ETC, oltre a numerose censure di merito e di illegittimità, non garantirebbe infatti l'equilibrio economico finanziario della gestione. Il TAR, nella seduta cautelare del 13 gennaio 2021, ha ritenuto la potenziale sussistenza di un danno patrimoniale, il cui ammontare verrà definito durante il merito del giudizio. Ad oggi è stata aggiornata la durata contrattuale del servizio da parte di Acsm Agam Ambiente S.r.l. sino al 30 settembre 2021.

Al 30 giugno 2021 ARERA ha pubblicato le seguenti delibere di approvazione dei PEF 2020 relativamente ai comuni gestiti dalle società del Gruppo, confermando complessivamente i valori economici massimi delle entrate tariffarie proposti dagli ETC nelle rispettive delibere comunali e senza scostamenti di rilievo rispetto agli importi previsti dai contratti previgenti, ad eccezione del Comune di Bergamo, gestito da Aprica S.p.A., per il quale è stato registrato un incremento pari a circa 300.000 euro in sede di applicazione di MTR.

Comune	Delibera ARERA	Gestore	Valore entrate tariffarie 2020
Paderno Dugnano	369/2020/R/rif	RTI costituito da Amsa S.p.A. e da ECONORD S.r.l. Comune di Paderno Dugnano	€ 5.963.484
Cremona	397/2020/R/rif	Linea Gestioni S.r.l. Comune di Cremona	€ 10.333.852
Milano	476/2020/R/rif	Amsa S.p.A. Comune di Milano	€ 298.617.329
Lodi	6/2021/R/rif	Linea Gestioni S.r.l. Comune di Lodi	€ 7.617.815
Brescia	34/2021/R/rif	Aprica S.p.A. Comune di Brescia	€ 34.340.730
Bergamo	56/2021/R/rif	Aprica S.p.A. Comune di Bergamo	€ 19.198.125

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 per le attività svolte dall'azienda, tra le quali “gestione rifiuti”, “recupero di materia”, “deposito temporaneo prima della raccolta”, e sono state modificate le discipline di legge 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 n. 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 demanda, infine, al Ministero dell'Ambiente, con il supporto tecnico di ISPRA, la definizione di un “Programma nazionale di gestione dei rifiuti” che definisce i criteri e le linee strategiche cui le Regioni e Province autonome si attengono nell'elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti. Il programma dovrà indicare il fabbisogno di recupero e smaltimento da soddisfare. Una misura che ridimensionerà la potestà degli enti locali, con le Regioni che dal canto loro avranno la possibilità di definire accordi per “l'individuazione di macro aree” che consentano “la razionalizzazione degli impianti dal punto di vista localizzativo, ambientale ed economico, sulla base del principio di prossimità”.

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 decreto prevede la riduzione progressiva dei rifiuti conferiti in discarica (non più del 10% in peso dei rifiuti urbani entro il 2035) e introduce il divieto di collocare in discarica rifiuti provenienti da raccolta differenziata e destinati al riciclaggio o alla preparazione per il riutilizzo.

A partire dal 2030 verrà 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.

Legge 22 aprile 2021, n. 53

Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019-2020

La legge fornisce le deleghe al Governo al fine di recepire le direttive emanate dal Parlamento UE e dalla Commissione UE. Per quanto riguarda la filiera ambiente, si segnala di potenziale interesse la delega al Governo per l'attuazione della Direttiva UE 2018/2001, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Nell'attuazione dovranno essere seguiti determinati indirizzi, tra i quali si può segnalare:

- aggiornare, potenziare e introdurre meccanismi di sostegno per la produzione di biometano, biocarburanti avanzati, carburanti derivanti dal carbonio riciclato e idrogeno, per contribuire efficacemente alla decarbonizzazione di tutte le forme di trasporto, in funzione delle emissioni nell'intero ciclo di vita dei vettori energetici e dei veicoli che li utilizzano;
- prevedere misure per agevolare il massimo utilizzo dell'energia producibile da fonti rinnovabili, anche favorendo la diffusione e l'uso di sistemi di accumulo dell'energia, compresi i veicoli elettrici, anche attraverso un iter autorizzativo semplificato, e le connesse esigenze di ricerca e sviluppo, tenendo conto del principio di neutralità tecnologica.

Decreto Legge 31 maggio 2021, n. 77

Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure

Il Decreto Legge in analisi è un atto che ha l'obiettivo di velocizzare l'attuazione delle opere previste dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) rafforzando le strutture amministrative e snellendo le procedure.

Tale atto normativo ha un effetto potenziale sulle attività di tutta la Business Unit Ambiente, negli ambiti di valutazione di impatto ambientale (VIA) e autorizzazioni ambientali, impianti ad energie rinnovabili, gestione dei rifiuti e bonifiche di siti contaminati. Dato il suo carattere di Decreto Legge, necessita della conversione in Legge entro il 31 luglio 2021.

7.4 Business Unit Reti

Provvedimenti per la determinazione e l'aggiornamento del WACC nei settori elettrico e gas per il secondo periodo regolatorio (II PWACC)

La Delibera 380/2020/R/com ha avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di metodi e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) nei settori elettrico e gas per il secondo periodo di regolazione (II PWACC) che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2022. In particolare, prevedendo:

- i. una durata del II PWACC non inferiore a 4 anni, con almeno un aggiornamento al fine di consentire aggiustamenti in funzione dell'andamento congiunturale;
- ii. criteri di aggiornamento in sostanziale continuità con quelli già vigenti con affinamenti riferiti ad alcuni aspetti specifici, quali la fissazione del livello di gearing, del parametro β e del costo del debito;
- iii. criteri il più possibile dettagliati per la stima del coefficiente β al fine di migliorarne la prevedibilità e ridurre i margini di discrezionalità nella sua fissazione;
- iv. la conferma nella formula del WACC della componente Country Risk Premium (CRP) per il rischio per Paesi con rating medio-basso;
- v. approfondimenti per evitare frammentazione nelle tempistiche di aggiornamento delle regolazioni dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas e quella del WACC.

Recentemente l'Autorità ha avviato una specifica raccolta dati finalizzata ad analizzare il costo del debito dei principali operatori infrastrutturali italiani, coinvolgendo anche i distributori di energia elettrica e gas naturale del Gruppo A2A.

Di seguito i valori del WACC e dei relativi parametri β^{LEVERED} (rischiosità tipica del settore) e gearing (rapporto tra capitale di debito e somma di capitale proprio e capitale di debito) oggi in vigore.

Settori	I PWACC			II PWACC		
	β^{LEVERED} (*)	WACC	Periodo di applicazione	β^{LEVERED} (*)	WACC	Periodo di applicazione
Distribuzione e Misura energia elettrica	0,616	5,6%	2016-2018	0,686	5,9%	2019-2021
Trasmissione energia elettrica	0,553	5,3%	2016-2018	0,616	5,6%	2019-2021
Trasporto gas	0,575	5,4%	2016-2018	0,641	5,7%	2020-2021
Distribuzione e Misura gas	Distribuzione gas 0,630	6,1%	2016-2018	0,706	6,3%	2020-2021
	Misura gas 0,720	6,6%		Distribuzione gas 0,706 Misura gas 0,807	Distribuzione gas 6,3% Misura gas 6,8%	2019
Stoccaggio	0,800	6,5%	2016-2018	0,891	6,7%	2020-2021
Rigassificazione	0,828	6,6%	2016-2018	0,922	6,8%	2020-2021

(*) Il β^{Levered} è aggiornato in base al valore dei seguenti parametri: β^{ASSET} (aggiornamento del periodo regolatorio tariffario), livello di gearing D/E e aliquota fiscal tc (TIWACC).

Nuovi criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale

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 regolato, da applicare 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 servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas, 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.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale provvisorie 2021 e definitive 2020

La Delibera 122/2021/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2021 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale (sulla base, tra l'altro, degli investimenti a pre-consuntivo 2020 e con un WACC sotteso del 6,3%) mentre la Delibera 117/2021/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2020 (sulla base, tra l'altro, degli investimenti consuntivi 2019 e con un WACC sotteso del 6,3%).

Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe di riferimento provvisorie 2021 milioni di euro	Unareti (*)	ASVT	LD Reti	RetiPiù	Gruppo ACSM-AGAM (**)	Totale
Cap. Centralizzato	47	1	11	12	11	82
RAB Distribuzione	791	11	166	126	166	1.260
RAB Misura	137	1	27	36	27	228
Totale	975	13	204	174	204	1.570

(*) La RAB di Unareti S.p.A. è al netto delle località cedute a RetiPiù S.r.l. dal 1° novembre 2020 (56, rientranti negli Atem Bergamo 1, 2, 3, 5 e Milano 4) e di quelle cedute a Italgas S.p.A. dal 1° febbraio 2020 (7, rientranti nell'ATEM Alessandria 4).

(**) Include le società Lereti S.p.A., Serenissima Gas 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 al 100% dei Comuni.

La componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche a partire dal 2018 è stata azzerata, in quanto tali costi saranno riconosciuti in base ad una metodologia che considererà i costi netti effettivamente sostenuti, calcolati secondo criteri definiti dall'Autorità, dagli operatori così come rendicontati nei conti annuali separati. Si ritiene che i costi netti sostenuti fino al 2019 siano riconosciuti, almeno in parte, entro fine anno. A partire dai costi netti relativi al 2020 l'Autorità ha previsto uno specifico meccanismo di acconto e successivo saldo di cui, tuttavia, non sono ancora noti i dettagli applicativi.

Allo stesso modo continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2022, i costi operativi e di capitale non già coperti dalle tariffe relativi alla telegestione/telelettura e ai concentratori dei misuratori elettronici del gas, entro un limite annuo decrescente (2021: 3,74 euro/PdRsmart; 2022: 3,24 euro/PdRsmart)⁹ 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. Dopo il riconoscimento dei costi sostenuti negli anni 2011-2016 e nel biennio 2017-2018 per effetto, rispettivamente, delle Delibere 537/2019/R/gas e 568/2020/R/gas, ARERA, a metà marzo 2021, ha comunicato ad Unareti S.p.A. l'ammissione al riconoscimento dei costi operativi legati alla telegestione/telelettura degli smart meter gas per l'anno 2019 per un importo lordo pari a 2,7 milioni di euro, il cui riconoscimento avverrà a valle dell'emanazione dell'apposita delibera. Anche i costi relativi agli anni 2020–2022 saranno riconosciuti come precedentemente ricordato e l'ammontare della decurtazione forfettaria sarà aggiornato tenendo conto dei costi effettivi sostenuti dagli operatori per la telelettura/telegestione degli smart meter gas non già inclusi nelle tariffe di riferimento dell'attività di misura del 2020, primo anno del V periodo regolatorio.

Infine, la Delibera 596/2020/R/gas ha determinato le tariffe obbligatorie per i clienti finali dei servizi di distribuzione e misura del gas per il 2021, valorizzando per la prima volta le componenti tariffarie VR e ST legate alle procedure competitive per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, nonché la componente CE applicabile solo nel nuovo macro ambito tariffario "Sardegna" e destinata ad allineare i costi del servizio per gli utenti ivi residenti con quelli del continente.

9 Per gli anni 2017, 2018, 2019 e 2020 il limite annuo era, rispettivamente, di 5,74 euro/PdRsmart, 5,24 euro/PdRsmart, 4,74 euro/PdRsmart e a 4,24 euro/PdRsmart.

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 con cui viene definito 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 vigente, le principali novità sono così sintetizzabili:

- costi operativi riconosciuti: aggiornamento dei costi operativi riconosciuti a partire dal 2020 utilizzando, come base di calcolo, la media (50:50) tra i costi effettivi registrati nel 2018 e i costi riconosciuti nello stesso anno. L'aggiornamento è stato effettuato tramite il metodo del price cap considerando, oltre all'inflazione, 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 beta ai fini del calcolo del WACC nell'attività di misura al fine di allineare il rendimento riconosciuto a quello vigente per l'attività di distribuzione e pari, per il 2020 e 2021, al 6,3%. 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 attualmente non considerato nella definizione delle tariffe.

Unareti S.p.A. ha impugnato al TAR la Delibera 570/2019/R/gas evidenziandone la carenza di istruttoria, a causa della scarsità delle informazioni messe a disposizione in fase di consultazione, e il forte impatto, imprevisto e non adeguatamente giustificato, sull'equilibrio economico-finanziario della società. Nell'ambito del suddetto ricorso, il 5 febbraio Unareti S.p.A. ha depositato istanza di verifica, successivamente accolta dal TAR. Attualmente è in corso la predisposizione, a cura dei verificatori, del loro elaborato cui, successivamente, le parti potranno presentare osservazioni con conclusione attesa del processo entro il corrente anno.

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 attuale, prevede il calcolo dei ricavi ammessi come somma della (i) remunerazione del capitale investito netto (WACC applicabile nel 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 meccanismi incentivanti lo sviluppo infrastrutturale;
- riconoscimento dei costi relativi alle perdite di rete, autoconsumi e gas non contabilizzato: viene superato l'attuale metodo di riconoscimento in natura di tali partite, passando ad un riconoscimento monetario basato sul prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento;
- meccanismi di perequazione: oltre ai meccanismi pre-esistenti relativi alla perequazione dei ricavi relativi alla rete regionale (tra TSO e CSEA), alla misura (tra TSO) e del corrispettivo unitario variabile (tra TSO) viene introdotto 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 anche una nuova modalità di gestione dei c.d. Fattori Correttivi (FC) dei ricavi ammessi, ovvero elementi finalizzati a garantire, annualmente e per ciascun operatore, l'uguaglianza tra i ricavi ammissibili e quelli effettivamente ottenuti dall'applicazione delle tariffe fissate dall'Autorità. 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 a cura della CSEA nell'anno successivo rispetto all'anno di riferimento dove i ricavi ammessi non sono nettati di tale ammontare.

La Delibera 230/2021/R/gas ha approvato i ricavi riconosciuti e i corrispettivi tariffari per l'attività di trasporto e misura del gas naturale per il 2022 mentre quelli del 2021 erano stati approvati dalla Delibera 180/2020/R/gas.

Valore della RAB Retragas S.r.l. sottesa alle tariffe definitive 2021 e alle tariffe provvisorie 2022 milioni di euro	Tariffe definitive 2021	Tariffe provvisorie 2022
RAB Trasporto	42,5	45,9
RAB Misura	0,8	1,6
Totale RAB	43,3	47,5

La Delibera 539/2020/R/gas ha, tra l'altro, valutato i piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale predisposti dagli operatori relativamente al 2019 e 2020. Con riferimento al piano di Retragas S.r.l. finalizzato alle nuove metanizzazioni nella Provincia Autonoma di Trento, l'Autorità, alla luce di alcune criticità, ha ritenuto opportuno proseguirne la valutazione nei prossimi piani.

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 TIC¹⁰. 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 il loro aggiornamento annuale. Il nuovo X-Factor applicabile all'attività di distribuzione dell'energia elettrica è pari all'1,3% (1,9% nel precedente semi-periodo) mentre quello relativo all'attività di misura è pari allo 0,7% (1% nel precedente semi-periodo);
- un meccanismo di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo congiunto delle infrastrutture elettriche per finalità ulteriori rispetto a quelle oggetto di riconoscimento tariffario (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 gli 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).

L'Autorità, infine, ha ritenuto opportuno demandare a successivi documenti per la consultazione l'introduzione graduale del nuovo approccio regolatorio definito "Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio - ROSS" (si veda specifico paragrafo).

Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva

La Delibera 568/2019/R/eel è intervenuta in tema di regolazione dei flussi di energia reattiva sulle reti apportando significative novità, in particolare definendo livelli minimi del fattore di potenza sia per i prelievi che per le immissioni di energia reattiva, al cui superamento è fatto obbligo il pagamento di penali. La Delibera 395/2020/R/eel ha spostato di 1 anno, ovvero al 2022, l'entrata in vigore delle suddette disposizioni alla luce dell'emergenza da COVID-19.

10 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).

	Livelli minimi del fattore di potenza	Corrispettivi unitari (c€/kVArh)
Clienti finali e imprese distributrici in AT/AAT	0,95 per i prelievi 1 per le immissioni (*)	pari a 1,333 da applicarsi: - per i prelievi nelle fasce F1 e F2 - per le immissioni nelle fasce F1, F2 e F3
Clienti finali in MT e BT	1 per le immissioni (*)	pari a 0,327 in MT e 0,959 in BT da applicarsi: - per i prelievi tra reti di distribuzione in MT e BT nelle fasce F1 e F2 - per le immissioni dei clienti finali e delle imprese distributrici in MT e BT nelle fasce F1, F2 e F3
Transiti di energia reattiva tra reti di distribuzione in MT e BT	0,95 per i prelievi 1 per le immissioni (*)	

(*) Di fatto un divieto ad immettere energia reattiva

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. La Determina 02/2021 DIEU ha, infatti, approvato un programma di azioni propedeutiche all'attuazione della suddetta regolazione allo scopo di acquisire elementi necessari per definire i successivi provvedimenti, definendo un preciso cronoprogramma ed assegnando a ciascun soggetto coinvolto specifici "compiti":

- le imprese distributrici direttamente connesse alla RTN in alta o altissima tensione dovranno inviare, entro il 30 giugno 2021, la tipologia e l'ammontare economico annuo degli interventi realizzati a partire dal 2017 e di quelli pianificati entro il 2024 al fine di controllare la tensione e di gestire le immissioni e i prelievi di energia reattiva con la rete di trasmissione;
- Terna S.p.A. dovrà inviare, entro il 15 giugno 2021, con riferimento agli anni 2019 e 2020, un rapporto - pubblicabile - di analisi dei volumi di energia reattiva immessa e prelevata dai clienti finali in alta o altissima tensione e dalle imprese distributrici connesse alla RTN in alta o altissima tensione, suddivisi tra: a) energia reattiva prelevata dalla rete di trasmissione con energia attiva prelevata, b) energia reattiva immessa nella rete di trasmissione con energia attiva prelevata, c) energia reattiva prelevata dalla rete di trasmissione con energia attiva immessa, d) energia reattiva immessa nella rete di trasmissione con energia attiva immessa;
- Terna S.p.A. e le imprese distributrici direttamente connesse alla RTN in alta o altissima tensione dovranno inviare una relazione congiunta ad ARERA sugli esiti delle attività di coordinamento della pianificazione degli interventi per il controllo della tensione e la gestione degli scambi di energia reattiva entro il 31 ottobre 2021.

Alla luce dei suddetti obblighi di reportistica verso ARERA 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 sui quali andare a 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.

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica provvisorie 2021 e definitive 2020

La Delibera 159/2021/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2021 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (sulla base, tra l'altro, degli investimenti a pre-consuntivo 2020) per le imprese che servono oltre 25.000 POD. La Delibera 131/2021/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2020 (sulla base, tra l'altro, degli investimenti a consuntivo 2019) per gli operatori che servono almeno 25.000 POD. Per entrambi gli anni il WACC sotteso è pari al 5,9%.

A seguito della pubblicazione da parte di ARERA degli elementi di dettaglio relativi alle tariffe di riferimento definitive 2020 per i servizi di distribuzione e di misura, come previsto dalla Determina DIEU 12/2020, si riportano i valori della RAB elettrica.

Valore della RAB ELETTRICA sottesa alle tariffe provvisorie 2021 milioni di euro	Unareti (*)	LD Reti	RetiPiù	Reti Valtellina Valchiavenna	Totale
RAB Distribuzione	604	53	22	14	693
RAB Misura	68	3	1	2	74
Totale	672	56	23	16	767

(*) La RAB Misura di Unareti S.p.A. contiene circa 21 milioni di euro di investimenti in misuratori 2G relativi al 2020 a pre-consuntivo 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.

Per quanto riguarda gli operatori fino a 25.000 POD, la Delibera 237/2018/R/eel ha definito i criteri di riconoscimento dei costi operativi e di capitale in tariffa. In particolare, le tariffe per l'attività di distribuzione sono calcolate tramite un metodo parametrico, in vigore a partire dalle tariffe 2018, che prevede l'applicazione di un meccanismo di gradualità¹¹. 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). Si segnala, inoltre, che con le Delibere 104/2021/R/eel e 187/2021/R/eel l'Autorità ha approvato, rispettivamente, le tariffe di riferimento per l'anno 2016 e 2017 per i distributori che servono meno di 25.000 POD.

Le Delibere 564/2020/R/eel e 566/2020/R/eel hanno fissato le tariffe obbligatorie per l'anno 2021 relative ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica riferite, rispettivamente, ai clienti non domestici e domestici.

In materia di tariffe obbligatorie l'Autorità, in applicazione del c.d. DL Sostegni e in piena coerenza con quanto già fatto nel 2020, con Delibera 124/2021/R/eel e successivamente con Delibera 279/2021/R/eel, ha modificato, rispettivamente, per i mesi di aprile – giugno e luglio 2021, per i clienti non domestici connessi in BT, le tariffe di rete e gli oneri generali di sistema agendo sulle quote fisse e le quote potenza così da determinare un risparmio. Inoltre, a partire dal 1° luglio 2021, sarà 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 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:

- a) 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;
- b) 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.

11 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.

Piani di Resilienza per la rete elettrica

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

La Determina 2/2017 DIEU ha approvato le *"Linee Guida per la presentazione dei Piani di lavoro per l'incremento della resilienza del sistema elettrico – parte prima"* che illustrano la metodologia per l'individuazione degli interventi prioritari per fronteggiare il tema della tenuta della rete e per stimare i costi ed i relativi benefici connessi a tali interventi. Sul tema è intervenuto anche il MiSE con un proprio documento di indirizzo in materia di prevenzione e gestione degli eventi meteo avversi che richiedeva ai concessionari del servizio di distribuzione elettrica l'integrazione dei piani di sviluppo con un'apposita sezione, molto analitica e soggetta a monitoraggio, dedicata agli interventi per l'incremento della resilienza e per la robustezza della rete.

A seguito di ciò la Delibera 31/2018/R/eel: i) introduce l'obbligo per tutte le principali imprese distributrici¹² di predisporre, e comunicare periodicamente all'Autorità, piani per la resilienza almeno triennali e coordinati con Terna S.p.A. o con il distributore di riferimento; ii) prevede un unico meccanismo incentivante di tipo reputazionale costituito dall'obbligo di pubblicare sul sito internet entro il 30 giugno di ciascun anno il piano per la resilienza.

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

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

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, la Delibera 534/2019/R/eel ha fissato 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 premi¹³ e di versamento delle penali, il TIQE (art. 79 quinquies.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. A tal proposito, si segnala che la Delibera 432/2020/R/com, a seguito dell'emergenza epidemiologica COVID-19, ha definito il posticipo di un semestre per la conclusione dei soli interventi inclusi nel Piano 2019-2021.

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.

Entro il 30 giugno 2021 Unareti S.p.A. ha provveduto ad inviare ad ARERA il Piano di Sviluppo 2021 al cui interno è stata predisposta la sezione dedicata al Piano Resilienza 2021-2023 che contiene 21 nuovi interventi per investimenti complessivi pari a circa 10 milioni di euro. Si segnala, altresì, che, ai sensi dell'art. 79 septies.2 del TIQE, LD Reti S.r.l. e RetiPiù S.r.l., 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

¹² Per le "principali imprese distributrici" si intendono quelle con: i) più di 300.000 utenti; ii) più di 100.000 utenti; iii) meno di 100.000 utenti direttamente connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale.

¹³ 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.

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 tariffari¹⁴, previa conclusione entro il 31 marzo 2023¹⁵ del censimento obbligatorio delle proprie colonne montanti vetuste.

La pandemia COVID-19 e le relative misure restrittive hanno costretto a posticipare l'avvio della campagna ispettiva a causa dell'impossibilità di poter accedere ad aree private in totale sicurezza. Le attività, pertanto, hanno preso il via in modo massivo ad inizio 2021.

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 oltre 140.

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 definito:

- i requisiti funzionali e le specifiche dei misuratori dell'energia elettrica in BT - versione 2.0;
- i livelli di performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione.

La Delibera 646/2016/R/eel definisce, per i distributori che servono più di 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 saranno, invece, definiti da un successivo provvedimento;
- obbligo di predisporre approfonditi piani di messa in servizio di un sistema di smart metering 2G (PMS2) con pubblica consultazione degli stessi, nei termini e 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 complessivamente da sostituire;
- presenza, a partire dal 4° anno del piano, di un meccanismo di penalizzazione in caso di mancato rispetto dei livelli di performance fissati dall'Allegato B alla Delibera 87/2016/R/eel (% di letture raccolte entro 24 ore e % di successo delle operazioni di telegestione entro 4 ore). La penalità annua è parametrata alla spesa di capitale ammessa al riconoscimento tariffario e al livello di mancato rispetto degli obblighi. È, altresì, previsto un meccanismo penalizzante in caso di mancato rispetto dell'avanzamento

¹⁴ Le opere edili saranno riconosciute in RAB attraverso la loro contabilizzazione nel cespite fittizio "Colonne Montanti Vetuste" mentre i costi sostenuti per l'attività di censimento delle colonne montanti saranno coperti con un contributo di 20 euro/condominio censito (legati al completamento del censimento, nonché alla corretta conservazione delle informazioni per 5 anni) e con un ulteriore contributo pari a 70 euro/condominio censito da includere però tra i costi capitalizzabili nel suddetto cespite "Colonne Montanti Vetuste".

¹⁵ Ai sensi della Delibera 432/2020/R/com.

del PMS2. Sono, comunque, presenti tetti annuali e pluriannuali alle penalizzazioni che possono essere comminate all'operatore.

Sono, infine, previste specifiche disposizioni in materia di rendicontazione sia dei costi di capitale che di quelli operativi effettivamente sostenuti in ciascun anno 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), limitando il costo unitario riconosciuto al 105% del costo unitario dei misuratori 1G per l'anno 2015. Similmente, è stato anche definito il metodo per il riconoscimento degli investimenti in misuratori 2G, effettuati al di fuori del piano di sostituzione e relativi alla "gestione utenza ordinaria" (cfr. TIME 2020-2023). Il valore di investimento lordo massimo riconoscibile per misuratore 2G installato negli anni 2018-2020 (tariffe 2019-2021), è pari alla somma di:

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

A settembre 2019 Unareti S.p.A., ai sensi delle disposizioni di cui alla Delibera 360/2019/R/eel, ha presentato per l'approvazione il proprio piano 2G che contiene la sostituzione di circa 1,3 milioni di misuratori con una fase massiva prevista nel periodo 2020-2024. A valle di un ampio confronto con gli Uffici dell'Autorità, la Delibera 278/2020/R/eel ha approvato il piano proposto dalla società che è attualmente in fase di esecuzione ed interesserà, per i primi 2 anni, le località dell'area bresciana ivi incluso il capoluogo di provincia.

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 periodo di 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.

Strumenti a tutela del credito dei distributori: oneri generali di sistema e oneri di rete

Sin dal 2016, 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), ARERA ha intrapreso molte iniziative volte a rafforzare la tutela del credito dei distributori.

La Delibera 50/2018/R/eel ha introdotto un meccanismo di compensazione degli OGS versati ma non incassati da parte dei distributori. Il meccanismo è finanziato da un Conto istituito presso la CSEA, alimentato sia dagli importi eventualmente riscossi dai distributori successivamente al riconoscimento dell'ammontare per gli anni precedenti, sia dal gettito tariffario alimentato dalle componenti a copertura degli OGS. Unareti S.p.A., come per gli anni precedenti, intende aderire a tale meccanismo anche per il 2021, provvedendo di conseguenza ad attuare quanto previsto da CSEA entro la scadenza del 31 luglio 2021.

La Delibera 461/2020/R/eel ha successivamente introdotto un analogo meccanismo di compensazione per il mancato incasso degli oneri di rete non altrimenti recuperabili relativi al periodo 1° gennaio 2016 -31 dicembre 2019. Unareti S.p.A. ha aderito a tale meccanismo e, entro la scadenza del 30 giugno 2021, ha richiesto il riconoscimento di un ammontare netto pari a circa 800.000 euro che verrà erogato, a valle delle verifiche previste, da CSEA al netto dell'acconto già riconosciuto a dicembre 2020 (e pari a circa 500.000 euro).

Infine, con la Delibera 261/2020/R/eel ARERA ha 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 alle forme del rating creditizio e delle fidejussioni 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 di energia elettrica e gas 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	(%)	(n. anni)
Decreto Ministeriale 11 Gennaio 2017	2020	3,17	3,92	60%	2
	2021	1,27	1,57	60%	2
Decreto Ministeriale 21 Maggio 2021	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 consegue 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 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 valore massimo (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 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 viene effettuata tramite un conguaglio sul contributo tariffario.

Il nuovo DM introduce anche un sistema di incentivazione dei risparmi mediante procedure d'aste al ribasso, da definirsi con successivo DM MiTE entro il 31 dicembre 2021. Le aste avranno ad oggetto il va-

lore economico del TEP risparmiato – secondo il criterio del pay-as-bid – e potranno riguardare settori e progetti specifici. Potranno accedere a tale sistema incentivante i soggetti che sostengono l’investimento per la realizzazione del progetto di efficientamento energetico.

Il DM 21 maggio 2021 recepisce molti degli elementi proposti da ARERA nel suo Parere 153/2021/I/efr sullo schema di decreto e nella Memoria 165/2021/I/efr presentata al Senato nel corso dell’audizione presso la Commissione Industria tenutasi il 20 aprile. In particolare l’Autorità ha rappresentato che l’aggiornamento del PNIEC dovrà tenere conto del ruolo presente e futuro dei TEE e del meccanismo delle aste al ribasso in corso di definizione; in relazione alla definizione del contributo tariffario, ha precisato che non dovrebbe essere previsto un floor per evitare remunerazioni per i distributori in caso di eccesso di offerta di TEE, dovrebbe prescindere dalle misure di stabilità del mercato ed essere definito ex ante, senza subire modifiche in corso d’anno.

Unareti S.p.A. è il terzo distributore obbligato in Italia per il conseguimento di risparmi energetici nell’ambito del meccanismo dei CB. La Determina ARERA DMRT/EFC/6/2021 ha definito i quantitativi di CB da annullare per l’anno d’obbligo 2020, tenuto conto del ribasso degli obiettivi fissati dal nuovo DM.

Soggetto obbligato	Obbligo TEE 2020 old	Obbligo TEE 2020 new
Unareti S.p.A.	372.009	149.008
Lereti S.p.A.	41.874	16.771
Lario Reti Gas S.r.l.	23.510	9.416
LD Reti S.r.l.	81.140	32.497
RetiPiù S.r.l.	46.292	18.540
Totale	564.825	226.232

Alla luce delle modifiche introdotte dal DM 21 maggio 2021, si rimane in attesa della definizione da parte di ARERA delle nuove modalità di calcolo del contributo tariffario e della relativa quantificazione per l’anno d’obbligo 2020.

Attività di ARERA nella regolazione e controllo del Servizio Idrico Integrato (SII)

Approvazione del metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio 2020-2023

La Delibera 580/2019/R/idr ha approvato il Metodo Tariffario del SII (MTI-3) per il terzo periodo regolatorio (2020–2023), definendo le regole per il computo dei costi ammessi al riconoscimento tariffario, nonché i limiti agli incrementi tariffari applicabili (ridotti rispetto ai livelli massimi previsti nel precedente periodo regolatorio). Nella medesima delibera sono stati aggiornati i parametri del Water Risk Premium (1,7%), del beta (rischiosità relativa del SII pari a 0,79), i tassi di inflazione per l’aggiornamento dei costi operativi, i deflatori degli investimenti fissi lordi e l’aliquota t_c per il calcolo degli oneri finanziari e fiscali (ne deriva che la componente a copertura degli oneri finanziari e fiscali si attesta al 5,2%).

La disciplina ha confermato la durata quadriennale del periodo regolatorio nonché le tempistiche per le predisposizioni tariffarie da parte degli Enti di Governo dell’Ambito (EGA), con un aggiornamento a cadenza biennale.

Le novità principali riguardano:

- 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;
 - 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;

- nel calcolo dei conguagli delle “altre attività idriche” sono state scorporate le attività legate ad obiettivi di sostenibilità energetica ed ambientale, alle 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.

Nell'ambito Brescia, le proposte tariffarie per il periodo 2020-2023, approvate dal CdA dell'EGA il 29 dicembre 2020, sono state confermate dal Consiglio Provinciale il 2 Marzo 2021. Per il biennio 2020-2021 sono stati approvati per A2A Ciclo Idrico S.p.A. e per Azienda Servizi Valtrompia S.p.A. incrementi tariffari, rispettivamente, pari al 2% e all'1,5% annuo.

Per quanto riguarda il Gestore Lereti S.p.A. appartenente al Gruppo ACSM-AGAM:

- relativamente all'ambito Varese, le proposte tariffarie acquedotto 2020-2023 sono state approvate dal Consiglio Provinciale il 29 aprile;
- relativamente all'ambito Como, le proposte tariffarie acquedotto 2012-2023 sono state approvate dal Consiglio Provinciale il 9 marzo 2021.

milioni di euro	Vincolo Ricavi Gestore (VRG) 2021	RAB 2019 (residua netta) sottesa alle tariffe 2021
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	90,3	305,7
ASVT S.p.A.	9,6	20,1
Lereti S.p.A. - COMO	16,4	46,2
Lereti S.p.A. - VARESE	26,6	38,7

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 considerata la totalità dei comuni gestiti dalla società negli anni considerati.

Il Gestore Lereti S.p.A., relativamente all'ambito Como, ha notificato ricorso al TAR in data 23 marzo 2021 a causa della mancata conclusione dell'istruttoria in merito alla cd. partite pregresse quantificate in circa 37,9 milioni di euro. L'Ufficio d'Ambito di Como ha, infatti, approvato le tariffe acquedotto per gli anni 2012-2019 e per l'ultimo periodo 2020-2023 senza prevedere il differenziale di ricavi per i periodi antecedenti alla gestione ARERA (considerato che non si è determinato alcun pregiudizio per il mancato riconoscimento di tale differenziale la società non ha appostato alcun fondo rischi).

Revisione dell'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali

Allo scopo di armonizzare l'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali sul territorio nazionale, la Delibera ARERA 665/2017/R/idr ha introdotto il Testo Integrato dei Corrispettivi del Servizio Idrico (TICSI) in vigore dal 1° 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 all'effettiva 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 autodichiarazione 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 trinomina (quota fissa, quota capacità e quota variabile) uniforme a livello nazionale per gli utenti industriali relativa agli scarichi dei reflui autorizzati allo scarico in pubblica fognatura. Tale tariffa ha lo scopo di intercettare con la quota variabile la qualità in termini di inquinamento dello scarico, con la quota capacità l'allocazione corretta dei costi di utilizzo della capacità depurativa dell'impianto destinato a ricevere gli scarichi e con la quota fissa la copertura dei costi amministrativi e di misura;
- la valutazione degli effetti della nuova articolazione tariffaria sui ricavi del Gestore, prevedendo verifiche ex ante ed ex post.

L'articolazione tariffaria è adottata dagli EGA sulla base dei dati forniti dai Gestori ed avrebbe dovuto essere trasmessa all'Autorità entro il 30 giugno 2018:

- l'EGA di Brescia ha approvato la nuova articolazione in data 13 febbraio 2020 e il 31 luglio ha definito le linee guida da utilizzare per la fatturazione: ciascun Gestore dell'ambito dovrà riconguagliare entro il 31 dicembre 2021 le annualità relative al 2018, 2019 e 2020. Nel corso del 2021 sono state avviate le operazioni necessarie a reperire le informazioni propedeutiche al corretto calcolo dei conguagli tariffari per le annualità 2018, 2019 e 2020, che sono stati effettuati nella primavera del 2021;
- l'EGA di Como ha approvato la nuova articolazione tariffaria nel CdA del 19 gennaio 2021 con decorrenza 1° gennaio 2018. Nel corso del 2021 dovranno, pertanto, essere riconguagliate da Lereti S.p.A. le annualità 2018, 2019 e 2020 con i relativi incrementi tariffari, deliberati nella medesima seduta;
- l'EGA di Varese, aveva già approvato la nuova articolazione TICS nel corso del 2019.

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

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

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

Gli interventi del Piano nazionale e segnalati dagli EGA all'ARERA sono finanziati con risorse pubbliche.

Con la Relazione 268/2018/R/idr e successiva 252/2019/R/idr l'Autorità ha provveduto a redigere un primo elenco degli interventi necessari e urgenti, tra i quali la realizzazione della rete, ad oggi assente, di acquedotto, fognatura e depurazione nel Comune di Calvisano (BS) gestito da A2A Ciclo Idrico S.p.A. Questo intervento ad oggi ha beneficiato di contributi pari a 5,3 milioni di euro.

Con il DPCM 1° agosto 2019 "Adozione del primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico - sezione acquedotti" sono stati approvati 26 interventi (tra i quali quello per il Comune di Calvisano) per un importo complessivo di 80 milioni di euro per le due annualità 2019 e 2020.

La Delibera 284/2020/R/idr ha avviato il procedimento per l'individuazione del secondo elenco degli interventi necessari e urgenti ai fini dell'aggiornamento della sezione «acquedotti» del Piano nazionale. L'Autorità, nell'ambito dell'avvio, 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 per la sezione «acquedotti» del Piano nazionale. Nell'ambito di tale procedimento il Gruppo ACSM-AGAM ha presentato nel mese di settembre 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, nel primo semestre 2021 non risultano ancora erogati contributi (finanziamento rimanente pari a circa 2,3 milioni di euro).

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 la comunicazione annuale 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 uniformi 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. È stata rinviata a successivo provvedimento la regolazione delle caratteristiche prestazionali minime dei misuratori.

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. L'Autorità ha provveduto ad introdurre due livelli di tutela: un livello 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.

Infine sono stati avviati procedimenti relativi alle revisioni di alcune discipline per il secondo periodo regolatorio: con Delibera 11/2021/R/tlr è stato avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di contributi di allacciamento e modalità di esercizio del diritto di recesso mentre con Delibera 27/2021/R/tlr è partito l'avvio per l'adozione di provvedimenti in materia di qualità commerciale. A febbraio 2021 è stato istituito un focus group con gli stakeholder relativo alle prime ipotesi di regolazione in tema di condizioni di accesso degli impianti di produzione di calore di terzi alle reti di teleriscaldamento.

Verifiche GSE: impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento di Canavese (MI)

L'impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento denominato Canavese e sito a Milano è stato qualificato IAFR dal GSE in data 28 luglio 2010 (codice 5072) ai fini dell'ottenimento dei Certificati Verdi (CV) ai sensi della Legge 23 agosto 2004, n. 239, e del successivo DM 24 ottobre 2015. Il periodo di incentivazione è decorso dal 1° gennaio 2011 fino al 31 dicembre 2018.

Nei giorni 12-14 marzo 2018 il GSE ha avviato un procedimento di verifica volto ad analizzare l'ottenimento: i) della qualifica CAR (Cogenerazione Alto Rendimento) e ii) degli incentivi CV.

In data 25 marzo 2019, dopo una serie di integrazioni fornite dalla società, il GSE ha inviato una lettera di primo esito in cui ha contestato l'indebito ottenimento dei CV sul calore erogato su tubazione primaria entrata in esercizio dopo il 31 dicembre 2009, data considerata termine ultimo per estendere la rete ai fini dell'incentivo e chiede la restituzione di un numero di CV pari a 109.032 MWh oltre che la restituzione di 23.447 MWh di Tariffa GRIN percepita dal 1° gennaio 2016.

A febbraio 2020 il GSE ha chiuso la visita ispettiva con riferimento alla sola verifica della qualifica CAR tenuto conto di un malfunzionamento degli strumenti di misura.

Con riferimento all'esatto quantitativo di CV spettanti, sono in corso molteplici interlocuzioni tra A2A Calore & Servizi S.r.l. e il GSE, che hanno portato a diverse integrazioni della documentazione da parte della società la quale, prudenzialmente, a fine 2020 ha deciso di ulteriormente incrementare il fondo rischi che ammonta complessivamente ad oltre 14 milioni di euro.



A woman with dark hair tied back, wearing large black headphones and an orange long-sleeved shirt, is sitting at a desk. She is looking down at a notebook, holding a blue pen, and appears to be writing. Her left hand is resting on her chin. The background is a blurred bookshelf. The lighting is warm and focused on the woman.

8

Scenario
e Mercato

8.1 Quadro macroeconomico

Consuntivo

L'economia mondiale ha evidenziato un recupero più rapido del previsto nei primi due mesi del 2021 dopo la profonda recessione causata dalla pandemia di COVID-19. A partire dall'inizio di marzo la ripresa dei contagi ha indotto i governi ad imporre nuovamente misure di chiusura più rigorose che hanno comportato un rallentamento della crescita mondiale, sia nelle economie avanzate che in quelle emergenti. Le economie avanzate hanno mostrato una capacità di recupero superiore alle previsioni mostrando una maggior diligenza ai provvedimenti di chiusura (lockdown), maggior celerità nelle campagne di vaccinazione ed una buona risposta alle ulteriori misure di stimolo economico introdotte. Per contro, il rallentamento nelle economie emergenti si è rivelato più pronunciato a causa del deterioramento delle condizioni epidemiologiche e della lentezza della campagna vaccinale.

Negli Stati Uniti l'attività economica dovrebbe segnare un'espansione grazie alle vigorose misure di sostegno e alla graduale riapertura dell'economia. Dopo la solida crescita del +6,4% registrata nel primo trimestre del 2021, nel secondo trimestre l'attività dovrebbe segnare un'ulteriore espansione nel contesto di un incremento della spesa per consumi sorretta dall'erogazione diretta alle famiglie di sostegni pubblici al reddito. La Cina perde slancio nel secondo trimestre dell'anno segnando una crescita del +7,9%, dopo l'esplosivo +18,3% registrato nei primi tre mesi del 2021. Tale rimbalzo riflette una normalità post-COVID con un lieve rallentamento della produzione industriale (+8,3% a giugno rispetto al +8,8% segnato a maggio) e delle vendite al dettaglio (+12,1% a giugno contro il +12,4% di maggio). Complessivamente, secondo i dati diffusi dall'Ufficio Nazionale di Statistica di Pechino, nella prima metà dell'anno l'economia cinese segna una crescita del +12,7% rispetto al medesimo periodo dello scorso anno.

Secondo la stima preliminare resa nota dalla Commissione Europea, il PIL dell'Area Euro, dopo una contrazione dello 0,3% nel primo trimestre dell'anno è atteso in recupero al +1,3% nel secondo trimestre grazie alla ripresa dell'attività economica, all'allentamento delle restrizioni alle imprese ed alla mobilità.

Per quanto concerne l'Italia si assiste ad una ripartenza più rapida del PIL ed anticipata di 1-2 mesi rispetto al previsto. La fiducia dei consumatori è aumentata, ci sono più ordini, più credito ed i tassi d'interesse restano bassi. In questo contesto la stima preliminare, elaborata dalla Commissione Europea, conferma una crescita del PIL dello 0,8% nel secondo trimestre 2021 mentre il PIL relativo al primo trimestre dell'anno è stato rivisto al rialzo dall'Istat al +0,1% rispetto al dato diffuso il 30 aprile scorso e pari a -0,4%.

Secondo la stima preliminare resa nota da Eurostat, l'inflazione nell'Area Euro è scesa all'1,9% in giugno dal +2% di maggio. Guardando alle principali componenti l'energia dovrebbe registrare il tasso annuo più elevato a giugno con un +12,5% (+13,1% a maggio) seguita dai beni industriali non energetici con +1,2% (+0,7% a maggio) e servizi con +0,7% (+1,1% a maggio). Nella media del primo semestre 2021 l'inflazione acquisita è pari al +1,4%.

In Italia, secondo le stime preliminari dell'Istat, nel mese di giugno 2021 l'indice nazionale dei prezzi al consumo (NIC) registra una variazione positiva della stessa intensità segnata a maggio e pari al +1,3%. L'inflazione è imputabile soprattutto alla crescita sostenuta dei prezzi dei beni energetici (che accelerano lievemente da +13,8% di maggio a +14,1%). Sono poi da segnalare la ripresa dei prezzi dei Servizi ricreativi, culturali e per la cura della persona (+0,9% da una variazione tendenziale nulla) e l'azzerarsi della flessione di quelli degli Alimenti lavorati (da -1,1%). Nella media del primo semestre 2021 l'inflazione acquisita è pari a +0,9%.

Dallo scoppio dell'emergenza COVID-19 gli interventi rapidi e significativi di diverse banche centrali sono stati fondamentali per evitare un calo ancora più marcato del clima di fiducia e dei prezzi delle attività. In tutti i principali paesi le autorità monetarie e fiscali hanno posto in essere forti misure espansive a sostegno dei redditi di famiglie e imprese, del credito all'economia e della liquidità sui mercati. Di particolare importanza è stata l'attivazione e la creazione di linee di swap tra le principali banche centrali per fornire liquidità a livello internazionale. Nella riunione del 10 giugno la Banca Centrale Europea (BCE) ha lasciato il tasso di riferimento al minimo storico di zero ribadendo il suo impegno per il mantenimento ai livelli attuali almeno fino a quando l'inflazione convergerà in maniera stabile su valori prossimi al 2%. La BCE ha inoltre confermato che proseguirà gli acquisti nell'ambito del Pandemic Emergency Purchase Programme (PEPP) pari a 1.850 miliardi di euro con un orizzonte temporale che resta esteso fino alla fine di marzo 2022 ed, in ogni caso, finché non riterrà conclusa la fase critica legata al COVID-19. Parallelamente la BCE ha confermato che gli acquisti nell'ambito dell'Asset Purchase Programme (APP) continueranno ad un ritmo mensile di 20 miliardi di euro e termineranno poco prima dell'innalzamento dei tassi di riferimento ed in ogni caso finché sarà necessario per mantenere condizioni di liquidità favorevoli ed un ampio grado di accomodamento monetario. Nella riunione di giugno la Federal Reserve (FED) ha deciso di lasciare

invariati i tassi di interesse nella fascia 0,00-0,25% ed ha comunicato l'intenzione di mantenerli fermi fino a quando occupazione e inflazione non raggiungeranno gli obiettivi previsti. Confermati anche gli acquisti di titoli di stato per 80 miliardi di dollari mensili e di asset-backed securities per 40 miliardi di dollari, almeno fino alla fine del 2023.

Nella media del primo semestre 2021, il tasso di cambio EUR/USD si è attestato a 1,21 dollari, in aumento del 9,5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Le prospettive

L'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE) nell'“Interim Economic Outlook” migliora il quadro per l'economia globale. Il PIL mondiale crescerà quest'anno del 5,8% (dal +5,6% previsto a marzo) e del 4,4% nel 2022 (+0,4% rispetto alla stima precedente).

Le prospettive per l'economia globale sono migliorate considerevolmente sebbene con un andamento disomogeneo fra i diversi Paesi. Nelle economie avanzate l'accelerazione della campagna vaccinale ha consentito una riapertura graduale delle attività a maggiore tasso di contatto e le misure di stimolo fiscale hanno contribuito a far aumentare la domanda riducendo la capacità inutilizzata ed abbassando i rischi di gravi ripercussioni di lungo termine dovute alla pandemia. Spicca la performance del PIL degli Stati Uniti che, secondo la Federal Reserve, è atteso in aumento del 7% nel 2021 (+0,5% rispetto alla stima di marzo), del 3,3% nel 2022 per poi attestarsi a +2,4% nel 2023 (revisione al rialzo di +0,2%) grazie alle misure di sostegno economico ed al nuovo piano anti-COVID varati dall'amministrazione Biden. Il PIL del Giappone, dopo il -4,8% del 2020, dovrebbe salire al +3,1% nel 2021 (revisione al ribasso di -0,2%) e al +2,5% nel 2022. La Cina, unica grande economia a non aver registrato una contrazione dell'attività economica nel 2020, è prevista segnare un +8,5% quest'anno (+0,1% rispetto alla stima di marzo) per poi espandersi di un +5,8% nel 2022.

Preoccupazione invece per molte economie emergenti la cui crescita continuerà a risentire, per un certo tempo, di campagne di vaccinazione lente, di maggior esposizione al rischio di nuove varianti e delle conseguenti misure di contenimento. Al ribasso le previsioni di crescita per l'India per l'anno in corso che passa dal +12,6% previsto a marzo al +9,9%, mentre resta invariata la stima per il 2022 con una crescita attesa al +6,9%. Migliorate le stime per il Brasile che dovrebbe crescere del +3,5% nel 2021 e del +3,6% nel 2022. La Russia è attesa in crescita del +3,8% quest'anno e al +2,7% il prossimo.

La Commissione Europea, nelle previsioni d'estate pubblicate in luglio, rivede al rialzo le stime di crescita dell'Area Euro: il PIL è atteso al +4,8% quest'anno (+0,5% rispetto a maggio) e al +4,5% nel 2022 (+0,1% rispetto alla precedente stima). Tra le maggiori economie dell'Eurozona la crescita più rilevante è attesa dalla Spagna che dovrebbe passare da una contrazione dell'11% nel 2020 al +6,2% nel 2021 e al +6,3% nel 2022 seguita dalla Francia con un +6,0% nel 2021 e +4,2% nel 2022. La Germania, maggior economia europea, dovrebbe crescere del +3,6% quest'anno e del +4,6% il prossimo.

La Banca d'Italia, nel Bollettino mensile di giugno, migliora le stime di crescita dell'Italia: il PIL è atteso al +4,9% quest'anno (contro il +3,5% della precedente stima), al +4,5% nel 2022 (contro il +3,8%) mentre conferma un +2,3% nel 2023. La revisione al rialzo riflette principalmente gli effetti di stimolo provenienti dalle misure di sostegno e rilancio finanziate col bilancio nazionale e con i fondi europei, tra cui quelle delineate nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). L'andamento del tasso di disoccupazione rifletterà invece la progressiva normalizzazione del mercato del lavoro con un aumento nell'anno corrente al 10,2%, un lieve calo nel 2022 al 9,9% per poi attestarsi al 9,5% nel 2023.

Per il 2021 è previsto un incremento dei prezzi al consumo a livello mondiale. Nel breve termine l'aumento dell'inflazione sarà ulteriormente accentuato dall'effetto positivo dovuto alla reazione dei prezzi delle materie prime alla ripresa post shock pandemico. È tuttavia probabile che tale aumento dell'inflazione sia transitorio, dato il notevole livello di capacità produttiva inutilizzata nell'economia mondiale. La Federal Reserve stima che l'inflazione americana salirà al +3,4% quest'anno, al +2,1% nel 2022 e al +2,2% nel 2023.

Secondo le previsioni di giugno formulate dagli esperti della BCE l'inflazione nell'Area Euro è stimata all'1,9% nel 2021, all'1,5% nel 2022 ed all'1,4% nel 2023. Rispetto all'analisi condotta a marzo 2021 dagli esperti dell'Eurosistema, le prospettive di inflazione sono state corrette al rialzo per il 2021 e il 2022, soprattutto per effetto dei più elevati prezzi delle commodity energetiche, mentre restano invariate per il 2023.

Revisione al rialzo anche per quanto concerne le prospettive di inflazione in Italia, stimata al +1,3% quest'anno, al +1,2% nel 2022 e al +1,3% nel 2023 (fonte: Banca d'Italia).

Per quanto riguarda il livello dei tassi di interesse sia la Banca Centrale Europea (BCE) che la Federal Reserve (FED) saranno alle prese con importanti scelte di politica monetaria ed entrambe si troveranno di fronte al rischio di un calo delle aspettative inflazionistiche. Il Consiglio direttivo della Banca Centrale Europea si è dichiarato pronto, se necessario, ad aumentare la dimensione ed a modificare la composizione dei programmi di acquisto nonché a fare tutto ciò che è necessario, nell'ambito del proprio mandato, per sostenere l'Area Euro ed assicurare che l'inflazione continui ad avvicinarsi stabilmente al livello perseguito nell'intorno del 2%. Le decisioni del Consiglio Direttivo sosterranno la liquidità ed il finanziamento dell'economia, contribuiranno al credito a favore di famiglie ed imprese in tutti i settori ed in tutti i paesi per promuovere la ripresa economica. Di contro la Federal Reserve cambia direzione e prevede di aumentare i tassi di interesse entro la fine del 2023, prima di quanto previsto in precedenza, anche se si dichiara pronta a modificare l'orientamento della politica monetaria se l'andamento dell'inflazione o le aspettative di inflazione di lungo termine si muoveranno in modo notevole e persistente al di sopra i livelli coerenti con l'obiettivo del 2%.

Le proiezioni macroeconomiche, formulate dai principali analisti, indicano un tasso di cambio EUR/USD oscillare in un range compreso fra 1,20-1,25 nel triennio 2021-23, con aspettative di mantenimento del trend di deprezzamento del dollaro per effetto della politica accomodante della Federal Reserve e dei notevoli stimoli all'economia statunitense varati dall'amministrazione Biden.

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 2021 è stato pari a 127.460 GWh (fonte: Terna) in aumento (+6,6%) rispetto al medesimo periodo del 2020; in termini destagionalizzati e corretti per calendario e temperatura la variazione è pari a +7,5%. Il suddetto fabbisogno è stato soddisfatto per il 49% da fonti non rinnovabili, per il 37% da fonti rinnovabili e per la restante quota dall'import.

La produzione netta di energia nei primi cinque mesi del 2021 è stata pari a 110.341 GWh, in aumento del +2,8% rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Nello specifico, per quanto concerne le fonti da produzione rinnovabile, risultano in aumento sia quella idroelettrica (+2,2%) che quella eolica (+11,5%); evidenziano invece un calo la fonte geotermica (-4,7%) e la fonte fotovoltaica (-3,0%). In aumento la produzione termoelettrica che evidenzia un +3,0% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente che si attesta a 69.842 GWh. La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto l'86,6% della richiesta di energia elettrica mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la restante parte. Nei primi cinque mesi del 2021 la produzione energetica da fonti rinnovabili è pari 42,7 TWh, in aumento del +2,3% rispetto al 2020.

Il valore medio del PUN Base Load nel primo semestre del 2021 evidenzia un incremento del +107,6% rispetto al primo semestre del 2020, portandosi a 66,9 €/MWh. La dinamica risulta guidata prevalentemente da un ritorno dei consumi di energia elettrica sui livelli pre-pandemia e da un rialzo significativo dei costi del gas e della CO₂. Il PUN a gennaio 2021 si attesta a 60,7 €/MWh, per calare leggermente a febbraio ed evidenziare successivamente un trend di crescita culminato nel mese di giugno con un valore pari a 84,8 €/MWh. Quotazioni medie in aumento anche per il prezzo nelle ore di alto carico (PUN Peak Load) con un valore che si attesta a 73,9 €/MWh (+107,6% rispetto al 2020). Il prezzo medio nelle ore a basso carico (PUN Off-Peak) si attesta a 63,0 €/MWh con un aumento del 107,9% rispetto all'anno precedente. Per l'intero anno 2021 le curve forward indicano prezzi di PUN Base Load con valori medi prossimi a 84,4 €/MWh.

Gas Naturale

Nella media del primo semestre 2021 i consumi di gas naturale in Italia evidenziano un trend in crescita e si attestano a 39.779 Mmc registrando un aumento dell'11,0% rispetto al corrispondente periodo del 2020 (fonte: Snam Rete Gas). La crescita è stata generalizzata: i consumi del settore termoelettrico ed industriale sono aumentati rispettivamente dell'8,8% e dell'11,4% rispetto al primo semestre 2020 caratterizzato da minore domanda di energia elettrica e bassa produzione industriale per effetto della crisi innescata dal coronavirus. Dinamiche analoghe anche per i consumi del settore civile che si attestano a 19.356 Mmc (+11,3%).

Dal lato offerta la maggior domanda nel periodo in esame ha favorito un aumento delle importazioni a 36.728 Mmc (+9,0%) 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 20,6% e si attesta a 1.560 Mmc.

Per quanto concerne le quotazioni non si arresta il trend crescente del prezzo medio del gas al PSV che, dopo un lieve ripiegamento nel mese di febbraio e una sostanziale stasi in marzo, nel mese di giugno tocca il massimo portandosi a 28,1 €/MWh. Nello specifico, il prezzo medio del gas al PSV per il primo semestre 2021 è stato pari a 21,8 €/MWh, in aumento del 137,9% rispetto al primo semestre 2020. Per l'intero anno 2021 le curve forward indicano prezzi con valori medi prossimi ai 27,6 €/MWh. Analoghe le dinamiche dei prezzi sui principali hub europei: il prezzo medio del gas al TTF nel primo semestre del 2021 è stato pari a 21,6 €/MWh in aumento del 187,0% rispetto allo stesso periodo del 2020.

L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale PSV-TTF per il periodo in esame pari a 0,2 €/MWh, in notevole contrazione rispetto al differenziale del primo semestre 2020 (pari a 1,6 €/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 superiore al PSV: le curve forward prevedono un differenziale PSV-TTF negativo nell'intorno di 0,5 €/MWh.

Petrolio e carbone

Nei primi sei mesi del 2021 i prodotti petroliferi si riportano sui livelli prossimi o superiori a quelli pre-COVID 19. Le quotazioni del petrolio proseguono il loro trend di crescita, con un valore medio pari a 65,1 \$/bbl ovvero in aumento del 54,3% rispetto a quanto consuntivato nel primo semestre dell'anno precedente. A giugno 2021 le quotazioni del Brent raggiungono il livello più elevato a partire dal maggio 2019 e si attestano a 73,4 \$/bbl. Nel primo semestre del 2021 la dinamica rialzista delle quotazioni espresse in €/bbl risulta attenuata (+41,2%) dall'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro in aumento del 9,5% rispetto allo stesso periodo del 2020 (1,21 USD/EUR). Per il 2021 le curve forward del petrolio indicano prezzi con valori medi prossimi ai 70,1 \$/bbl.

L'Energy Information Administration (EIA) ha comunicato che la domanda globale di petrolio dovrebbe tornare ai livelli pre-crisi già entro la fine del prossimo anno. Dopo un calo record di 8,6 milioni di barili al giorno nel 2020, la stima dell'agenzia è quella di un rimbalzo della domanda mondiale di 5,4 milioni di barili al giorno quest'anno e di altri 3,1 milioni di barili al giorno nel 2022. Si raggiungerebbe così una media di 99,5 milioni di barili al giorno per arrivare, nel quarto trimestre 2022, a 100,6 milioni di barili al giorno superando addirittura il picco di 100,5 milioni di barili al giorno del quarto trimestre del 2019, prima dello scoppio della pandemia.

L'EIA ha annunciato che l'offerta mondiale di petrolio crescerà ad un ritmo più rapido nel 2022, con gli Stati Uniti tra i principali produttori al di fuori dei Paesi OPEC+. Nel mese di luglio a Vienna si è tenuta la riunione dei Paesi OPEC+ con l'obiettivo di aumentare ulteriormente la produzione totale di 400 mila barili al giorno al fine di soddisfare la crescente domanda dovuta alla ripresa economica mondiale. L'impossibilità di arrivare ad un accordo ha fatto salire improvvisamente i prezzi del petrolio con il Brent che ha toccato i 77,5 \$/bbl il 6 luglio 2021.

Accelera la sua crescita anche il carbone che torna sopra i 100,0 \$/tonn per la prima volta da settembre 2018 attestandosi nel mese di giugno a 110,2 \$/tonn. La quotazione, nella media del primo semestre 2021, è stata pari a 78,6 \$/tonn con una crescita del 73,6% rispetto a quanto consuntivato nello stesso periodo dell'anno precedente (45,3 \$/tonn). L'apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro attenua la dinamica rialzista delle quotazioni espresse in euro (+58,7%). Per l'intero anno 2021 le curve forward indicano prezzi con valori medi prossimi ai 97,2 \$/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, alla gestione dell'illuminazione pubblica, degli impianti di regolazione del traffico, delle lampade votive. Inoltre, si occupa di fornire servizi di efficienza energetica e di mobilità elettrica.

Business Unit Ambiente

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

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

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

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 della Business Unit Estero, di fornitura di know how e tecnologie per la realizzazione di impianti di pre-trattamento rifiuti.

Business Unit Reti

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

La Business Unit Reti e Calore, inoltre, fornisce servizi di telecomunicazione, in particolare servizi inerenti la gestione di linee di fonia fissa e mobile e di linee di trasmissione dati, nonché servizi legati alla gestione e sviluppo delle infrastrutture a supporto delle comunicazioni, alla realizzazione e gestione dei sistemi di videosorveglianza e controllo degli accessi. Progetta infine soluzioni e applicazioni finalizzati alla realizzazione di nuovi modelli di città e territorio e al miglioramento della qualità della vita dei cittadini.

Corporate

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

¹ Potenza installata complessivamente pari a 9,2 GW.

Di seguito, si riporta una sintesi dei principali dati economici per aree di attività:

Risultati per aree di attività primo semestre 2021

milioni di euro	Generazione e Trading	Mercato	Ambiente	Reti	Corporate	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi di vendita e prestazioni	2.312	1.516	604	579	141	(1.197)	3.955
Altri ricavi e proventi	66	8	8	25	6	(8)	105
Totale ricavi	2.378	1.524	612	604	147	(1.205)	4.060
Costi per il personale	45	32	178	53	71		379
Margine operativo lordo	150	126	164	260	(10)		690
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	98	26	59	127	25		335
Risultato operativo netto	52	100	105	133	(35)		355
Investimenti	37	39	109	209	27	(8)	413

Risultati per
settori di attività

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti

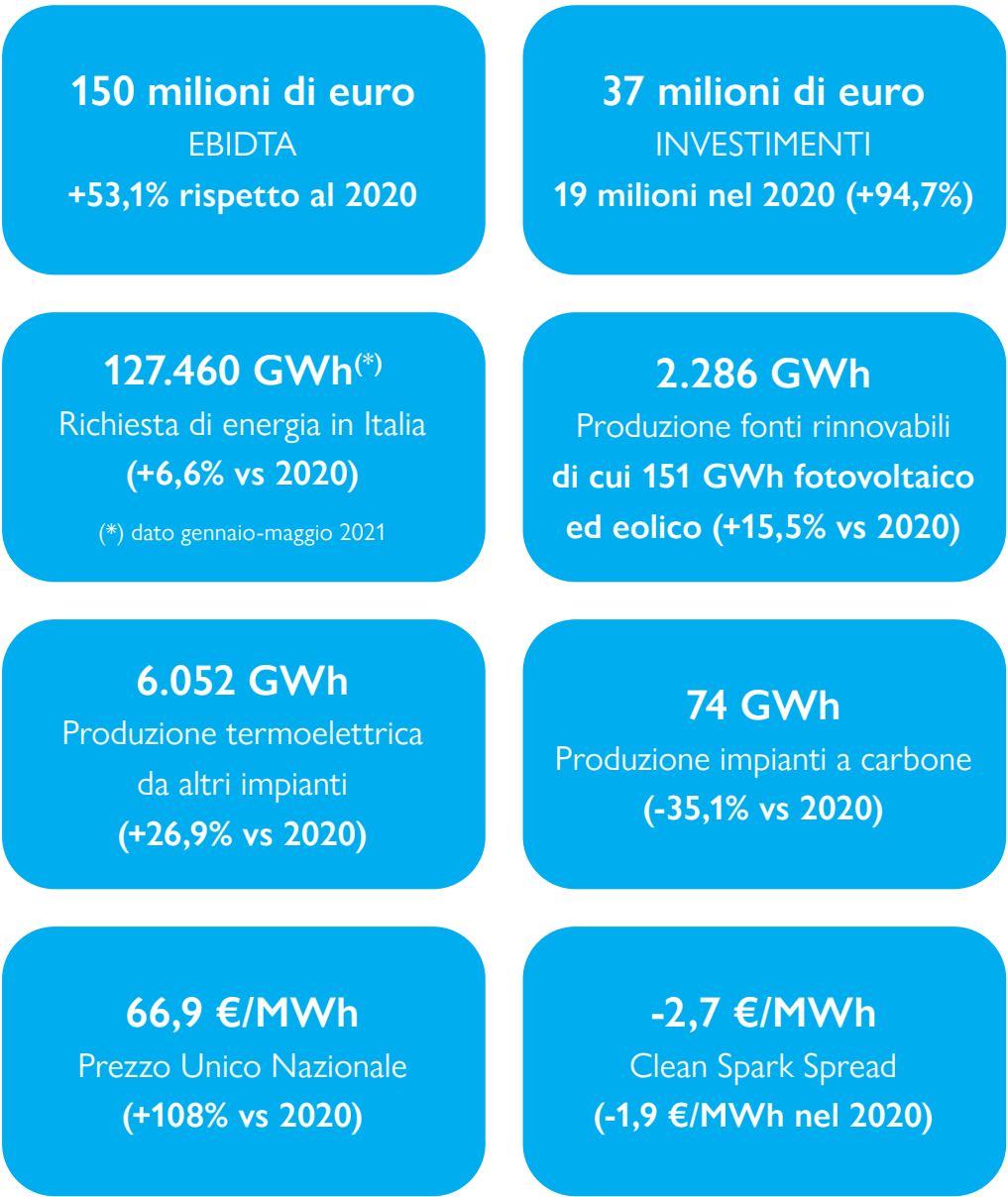
Corporate

Risultati per aree di attività primo semestre 2020

milioni di euro	Generazione e Trading	Mercato	Ambiente	Reti	Corporate	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi di vendita e prestazioni	1.689	1.239	522	515	114	(995)	3.084
Altri ricavi e proventi	69	5	13	8	10	(8)	97
Totale ricavi	1.758	1.244	535	523	124	(1.003)	3.181
Costi per il personale	46	29	160	54	66		355
Margine operativo lordo	98	111	143	220	(13)		559
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	82	28	53	96	19		278
Risultato operativo netto	16	83	90	124	(32)		281
Investimenti	19	22	55	145	13	(4)	250

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.



Dati operativi

Produzione netta energia elettrica GWh	30 06 2021	30 06 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Produzione netta Termoelettrica	6.126	4.882	1.244	25,5%
- CCGT	5.639	4.554	1.085	23,8%
- Olio	413	214	199	93,0%
- Carbone	74	114	(40)	(35,1%)
Produzione netta da Fonti Rinnovabili	2.286	1.979	307	15,5%
- Idroelettrica	2.135	1.912	223	11,7%
- Fotovoltaica	139	67	72	n.s.
- Eolica	12	-	12	n.s.
TOTALE PRODUZIONE NETTA	8.412	6.861	1.551	22,6%

La produzione di energia elettrica del Gruppo si è attestata a 8.412 GWh, con una variazione positiva di 1.551 GWh, cui hanno contribuito positivamente tutte le fonti, ad eccezione dell'impianto a carbone di Monfalcone.

La produzione termoelettrica del primo semestre dell'esercizio in corso si è attestata a 6.126 GWh (4.882 GWh al 30 giugno 2020). La crescita registrata (+25,5%) è legata alle maggiori produzioni degli impianti a ciclo combinato, a seguito dell'aumento della domanda di energia contendibile registrata nel periodo in esame.

La produzione da fonti rinnovabili registra un incremento rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente del 15,5%, attestandosi a 2.286 GWh principalmente grazie all'apporto dei bacini degli impianti idroelettrici della zona Nord (+223 GWh) e al contributo significativo nel periodo delle nuove fonti rinnovabili fotovoltaiche (+72 GWh) ed eoliche (+12 GWh). Per quanto riguarda le nuove fonti rinnovabili si segnala l'acquisizione nel mese di marzo 2021 di 17 impianti fotovoltaici con una potenza nominale di 173 MW (portafoglio di impianti fotovoltaici acquisiti dal fondo inglese Octopus), che si aggiunge ai 111 MW già in possesso di A2A e agli 8,2 MW di capacità eolica acquisita a fine 2020 (Flabrum).

Al 30 giugno 2021 il Gruppo A2A presenta complessivamente una capacità installata da fonte rinnovabile (idroelettrica, fotovoltaica ed eolica) pari a 2.235 MW, in incremento del 14% rispetto al corrispondente periodo del 2020.

Dati economici

milioni di euro	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Ricavi	2.378	1.758	620	35,3%
Margine Operativo Lordo	150	98	52	53,1%
% su Ricavi	6,3%	5,6%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(98)	(82)	(16)	19,5%
Risultato Operativo Netto	52	16	36	n.s.
% su Ricavi	2,2%	0,9%		
Investimenti	37	19	18	94,7%
Costo del personale	45	46	(1)	(2,2%)
FTE	1.046	1.078	(32)	(3,0%)

I ricavi si sono attestati a 2.378 milioni di euro, in aumento di 620 milioni di euro (+35,3%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La variazione è stata determinata dal significativo aumento dei prezzi di energia elettrica e gas e dai maggiori volumi venduti ed intermediati, in particolare sul mercato elettricità.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Generazione e Trading è risultato pari a 150 milioni di euro in incremento di 52 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+2 milioni di euro nel 2021 e +8 milioni di euro nel 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in incremento di 58 milioni di euro.

La variazione è principalmente riconducibile:

- alla forte crescita del PUN nell'anno in corso rispetto al crollo registrato nello stesso periodo dell'anno precedente;
- ai maggiori volumi di produzione sia idroelettrica sia termoelettrica a ciclo combinato;
- all'apporto degli impianti fotovoltaici ed eolici di nuova acquisizione;
- alla sostenuta performance conseguita sul mercato dei servizi ancillari ("MSD"), pari a 99 milioni di euro (+21 milioni di euro rispetto al 2020).

Tali positivi effetti sono stati in parte compensati da maggiori costi operativi sostenuti nell'anno in corso rispetto al primo semestre dell'esercizio precedente (oneri per canoni idroelettrici e costi di manutenzione programmata) e dal contributo negativo del portafoglio gas.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 98 milioni di euro (82 milioni di euro al 30 giugno 2020). La variazione è legata principalmente agli ammortamenti relativi agli investimenti effettuati nel periodo luglio 2020 – giugno 2021 e alle società del comparto rinnovabili di nuova acquisizione e ai maggiori accantonamenti netti per rilasci di fondi eccedenti effettuati nello scorso anno.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 52 milioni di euro (16 milioni di euro al 30 giugno 2020).

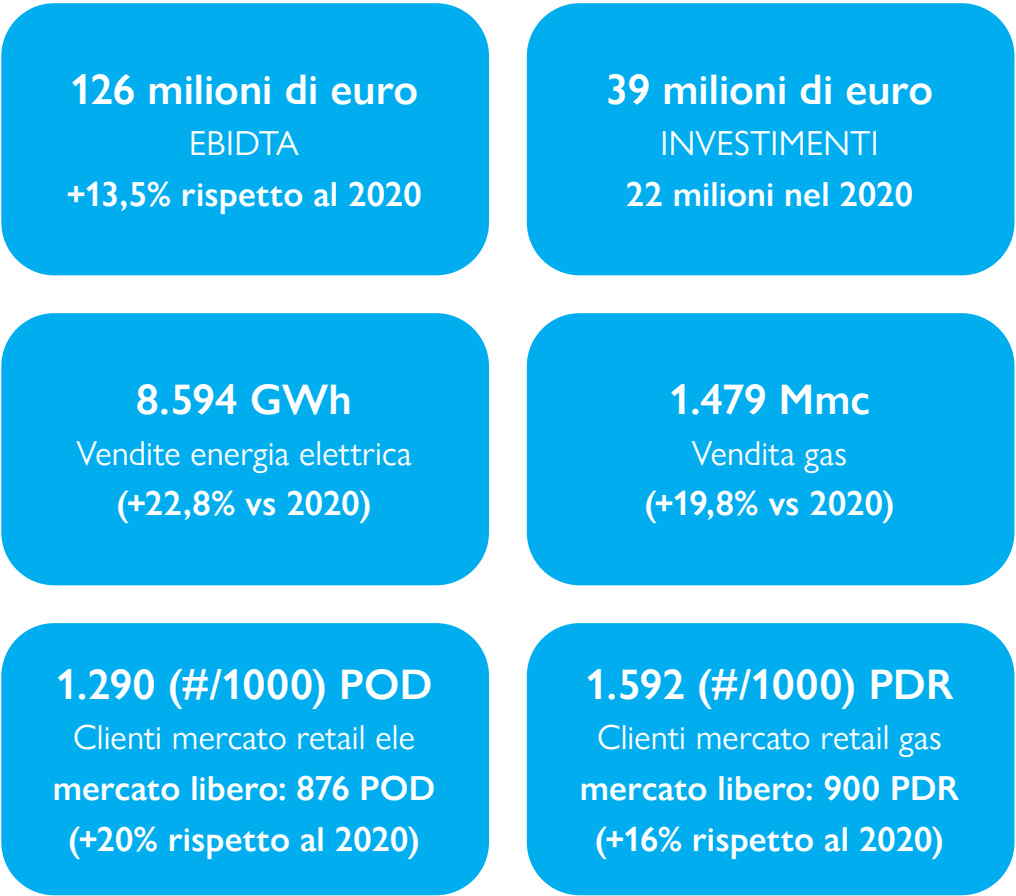
Nel primo semestre dell'esercizio in esame gli investimenti sono risultati pari a circa 37 milioni di euro e hanno riguardato per circa 20 milioni di euro interventi di manutenzione straordinaria, di cui 13 milioni di euro presso gli impianti termoelettrici e 5 milioni di euro presso i nuclei idroelettrici del Gruppo.

Nel periodo in esame, inoltre, sono stati effettuati interventi di sviluppo per complessivi 16 milioni di euro, riferiti ad impianti termoelettrici (upgrade turbine a gas) e agli impianti fotovoltaici (progetto fieri). Gli adeguamenti a norme sono stati circa 1 milione di euro.

Nel primo semestre 2021 gli FTE risultano pari a 1.046 unità (1.078 FTE al 30 giugno 2020). La variazione negativa è legata al proseguimento del piano di efficientamento attivato per alcune strutture della generazione idroelettrica e termoelettrica (Monfalcone).

9.3 Business Unit Mercato

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



Dati operativi

Energia elettrica	30 06 2021	30 06 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Vendite energia elettrica (GWh)	8.594	6.996	1.598	22,8%
Vendite Energia Elettrica Mercato Libero	7.776	6.286	1.490	23,7%
Vendite Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela	557	613	(56)	(9,1%)
Vendite Energia Elettrica Mercato Salvaguardia	261	97	164	n.s.
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.290	1.192	98	8,2%
POD Energia Elettrica Mercato Libero	876	731	145	19,8%
POD Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela	414	461	(47)	(10,2%)

Gas	30 06 2021	30 06 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Vendite (Mmc)	1.479	1.235	244	19,8%
Vendite Gas Mercato Libero (Mmc)	1.138	932	206	22,1%
Vendite Gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	341	303	38	12,5%
PDR GAS (#/1000)	1.592	1.495	97	6,5%
PDR Gas Mercato Libero	900	773	127	16,4%
PDR Gas in regime di Maggior Tutela	692	722	(30)	(4,2%)

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

Nel primo semestre 2021, la Business Unit Mercato ha registrato 8.584 GWh di vendite retail di energia elettrica, in crescita del 22,8% rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente. L'incremento registrato è riconducibile alle maggiori quantità vendute del mercato libero, in particolare ai grandi clienti, al maggior apporto del mercato di salvaguardia e alle vendite del Gruppo AEB, consolidato dal mese di novembre 2020.

Le vendite gas ai mercati finali, pari a 1.479 milioni di metri cubi, rispetto al primo semestre 2020 evidenziano una crescita del 19,8% riconducibile in parte alle maggiori vendite ai grandi clienti ed in parte al consolidamento di AEB.

Si segnala, inoltre, l'aumento dei clienti del mercato libero mass-market, sia nel comparto elettrico che in quello gas (85 mila in più rispetto alla fine del 2020).

Dati economici

milioni di euro	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Ricavi	1.524	1.244	280	22,5%
Margine Operativo Lordo	126	111	15	13,5%
% su Ricavi	8,3%	8,9%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(26)	(28)	2	(7,1%)
Risultato Operativo Netto	100	83	17	20,5%
% su Ricavi	6,6%	6,7%		
Investimenti	39	22	17	77,3%
Costo del personale	32	29	3	10,3%
FTE	1.019	893	126	14,1%

I ricavi si sono attestati a 1.524 milioni di euro (1.244 milioni di euro al 30 giugno 2020), in crescita del 22,5% a seguito del consolidamento del Gruppo AEB e dell'aumento dei prezzi unitari del comparto elettrico e delle maggiori quantità vendute sia di energia elettrica sia di gas.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Mercato si è attestato a 126 milioni di euro (111 milioni di euro al 30 giugno 2020).

La variazione di 15 milioni di euro (+14%) è riconducibile ad una significativa crescita di marginalità registrata nel comparto retail per:

- il consolidamento del Gruppo AEB;
- l'aumento del numero di clienti del mercato mass-market, sia elettrico sia gas;
- le maggiori vendite ai grandi clienti del mercato elettrico e gas;
- la maggiore marginalità unitaria delle vendite sul mercato libero gas.

Tale crescita è stata ridimensionata dal calo della marginalità unitaria delle vendite sul mercato libero elettrico e da maggiori costi operativi rispetto a quelli sostenuti nello scorso anno in presenza di un rallentamento delle attività a seguito della diffusione del COVID-19.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 26 milioni di euro (28 milioni di euro al 30 giugno 2020) per l'effetto combinato di maggiori ammortamenti e minori accantonamenti per svalutazioni crediti (nel 2020 svalutazione dei crediti in relazione alla situazione emergenziale derivante dalla pandemia).

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 100 milioni di euro (83 milioni di euro al 30 giugno 2020).

Nel primo semestre 2021 la Business Unit Mercato ha realizzato investimenti per 39 milioni di euro. Tali investimenti hanno riguardato per circa 26 milioni di euro il comparto energy retail, per spese destinate all'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, di marketing (acquisizione di una piattaforma per il dynamic pricing) e all'avvio di NEN (start up full-digital del Gruppo A2A destinata alle vendite di energia elettrica e gas). Si registrano inoltre investimenti per circa 6 milioni di euro destinati al comparto illuminazione pubblica per l'avvio di progetti su nuovi comuni e per 7 milioni di euro mirati a progetti di efficienza energetica ed e-moving.

Nel primo semestre 2021 gli FTE risultano pari a 1.019 unità (893 FTE al 30 giugno 2020). La variazione è determinata in parte dalla variazione di perimetro (consolidamento Gruppo AEB) ed in parte dalle maggiori assunzioni per il potenziamento, in coerenza con gli obiettivi di sviluppo, di aree di attività tradizionali ed innovative, come le assunzioni della nuova società NEN.

9.4 Business Unit Ambiente

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



Dati operativi

	30 06 2021	30 06 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Rifiuti raccolti (Kton)	928	806	122	15,1%
Residenti serviti (#/1.000)	4.172	3.669	503	13,7%
Energia elettrica venduta	1.057	955	102	10,7%
Calore ceduto (GWht)*	920	840	80	9,5%

(*) quantità rilevate a bocca di centrale.

Nel primo semestre 2021 le quantità di rifiuti raccolti, pari a 928 migliaia di tonnellate, risultano in aumento del 15,1% rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente, penalizzato dal rallentamento delle attività economiche in seguito alla diffusione del COVID-19, soprattutto nella Città di Milano. Alla variazione del periodo ha contribuito inoltre il consolidamento di AEB (+94 mila tonnellate). Le quantità di energia elettrica e del calore prodotte dai termovalorizzatori registrano rispettivamente un incremento del 10,7% grazie alle minori fermate per manutenzione degli impianti di termovalorizzazione e del 9,5% a seguito delle maggiori quantità richieste dal comparto teleriscaldamento.

Rifiuti smaltiti (kton)	30 06 2021	30 06 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Smaltimento rifiuti urbani	1.374	1.335	39	2,9%
- WTE	720	691	29	4,2%
- Discarica	1	1	-	0,0%
- Impianti di trattamento	653	643	10	1,6%
Smaltimenti industriali	380	274	106	38,7%
- WTE	37	34	3	8,8%
- Discarica	5	13	(8)	(61,5%)
- Impianti di trattamento	338	227	111	48,9%
TOTALE	1.754	1.609	145	9,0%

Le quantità riportate sono al netto degli smaltimenti infragruppo.

I rifiuti smaltiti al netto degli smaltimenti infragruppo registrano un incremento del 9%, grazie alla crescita degli smaltimenti nei termovalorizzatori a seguito della maggiore disponibilità degli impianti (minori giorni di fermo per manutenzione) e al contributo degli impianti di trattamento industriali. La crescita evidenzia un maggiore peso degli smaltimenti di rifiuti destinati a recupero di materia +37% (crescita significativa di carta e ingombranti) e di energia +4% (maggiori quantità trattate nei termovalorizzatori). Risultano invece in calo (-4%) le quantità intermedie e smaltite verso impianti terzi e dei rifiuti trattati e non avviati a recupero.

Dati economici

milioni di euro	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Ricavi	612	535	77	14,4%
Margine Operativo Lordo	164	143	21	14,7%
% su Ricavi	26,8%	26,7%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(59)	(53)	(6)	11,3%
Risultato Operativo Netto	105	90	15	16,7%
% su Ricavi	17,2%	16,8%		
Investimenti	109	55	54	98,2%
Costo del personale	178	160	18	11,3%
FTE (*)	6.419	5.967	452	7,6%

(*) Non include le unità relative ad AEB.

Nel corso del primo semestre del 2021 la Business Unit Ambiente ha registrato ricavi per 612 milioni di euro, in crescita del 14,4% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente (535 milioni di euro al 30 giugno del 2020) principalmente per i maggiori ricavi da recupero materia (in particolare vendita carta), da vendita di energia elettrica, da smaltimento rifiuti urbani degli impianti di termovalorizzazione del Gruppo e per il contributo delle società acquisite nell'anno precedente (Agritre operativa da marzo 2020 e AEB consolidata da novembre 2020) e nell'anno in corso (Agripower consolidata da aprile 2021).

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Ambiente è risultato pari a 164 milioni di euro (143 milioni di euro al 30 giugno 2020).

Al netto delle partite non ricorrenti (+1 milione di euro sia nel primo semestre 2021 che nel primo semestre 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 163 milioni di euro in aumento di 21 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2020.

Hanno contribuito positivamente al risultato del periodo sia il comparto del trattamento dei rifiuti urbani (+20 milioni di euro rispetto al primo semestre 2020) sia quello dei rifiuti industriali (+4 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente) grazie:

- alle maggiori quantità di energia elettrica prodotta e di rifiuti smaltiti;
- alla positiva dinamica dei prezzi di cessione di energia elettrica e di conferimento dei rifiuti, in particolare di quelli assimilabili agli urbani;
- all'aumento dei ricavi di vendita carta, soprattutto per i maggiori prezzi a seguito del forte apprezzamento di questo prodotto da riciclo per l'elevata richiesta registrata sul mercato europeo a partire dal primo lockdown;
- al contributo incrementale degli impianti di generazione alimentati a biomasse acquisiti nell'anno precedente (Agritre) e nell'anno in corso (Agripower).

Tali effetti positivi hanno più che compensato la riduzione di marginalità registrata, nonostante l'apporto del Gruppo AEB, nel comparto Raccolta (-3 milioni di euro).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 59 milioni di euro (53 milioni di euro al 30 giugno 2020). La variazione in incremento deriva da maggiori ammortamenti e rilasci di fondi realizzati nel primo semestre 2021.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 105 milioni di euro (90 milioni di euro al 30 giugno 2020).

Gli Investimenti del primo semestre del 2021 si sono attestati a 109 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di sviluppo e mantenimento:

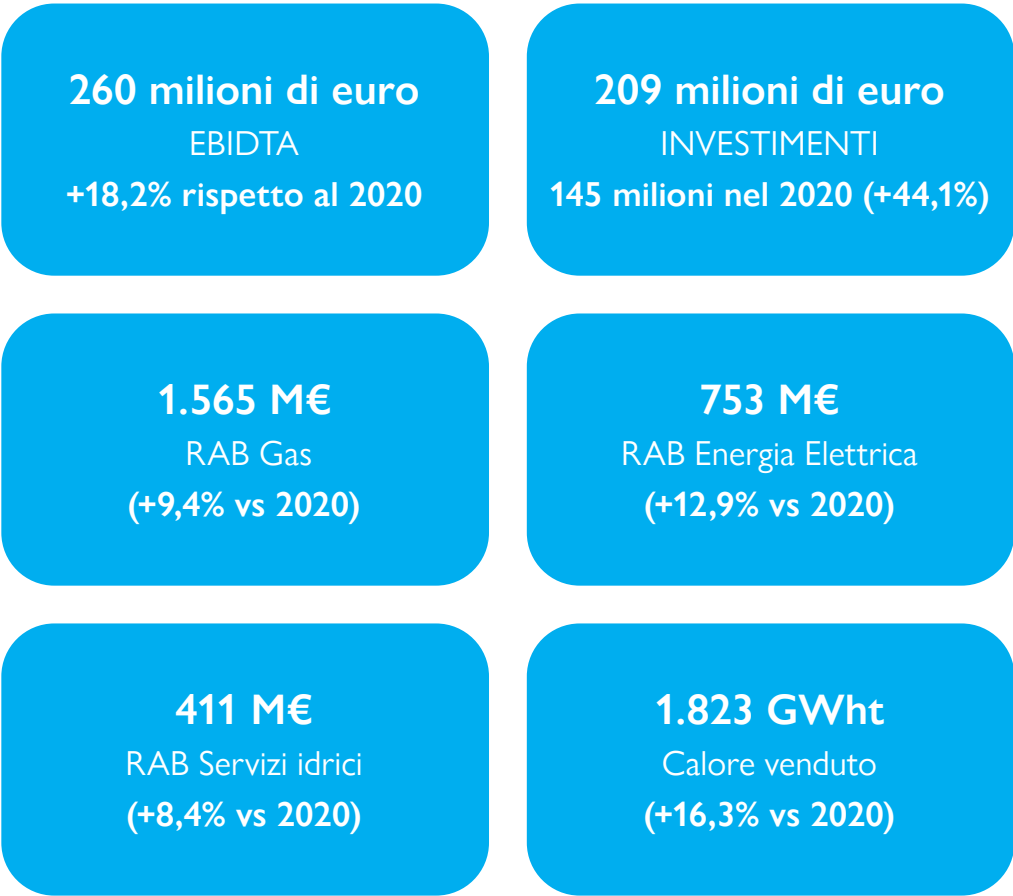
- degli impianti di termovalorizzazione per 64 milioni di euro, di cui 44 milioni di euro relativi agli interventi di sviluppo del termovalorizzatore di Parona e 6 milioni di euro relativi alla nuova linea di depurazione fumi del termovalorizzatore di Brescia;
- degli impianti di trattamento per 37 milioni di euro, in particolare investimenti di sviluppo presso gli impianti FORSU, CSS Cavaglia e fanghi Corteolona;
- l'acquisto di veicoli, contenitori, sistemi operativi e ristrutturazione di edifici aziendali del comparto raccolta per complessivi 7 milioni di euro.

Nel primo semestre dell'anno in corso gli FTE della Business Unit Ambiente sono pari a 6.419 unità (5.967 FTE nel medesimo periodo del 2020).

La variazione è legata alle variazioni di perimetro (consolidamento del Gruppo AEB, acquisizione Agripower e vincita nuove gare per la gestione dei servizi di raccolta) e alle assunzioni programmate per il 2020 e posticipate al 2021.

9.5 Business Unit Reti

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



Dati operativi

Reti

	30 06 2021	30 06 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Energia elettrica distribuita (GWh)	5.632	5.061	571	11,3%
Gas distribuito (Mmc)	1.957	1.618	339	21,0%
Acqua distribuita (Mmc)	36	36	-	0,0%
RAB Energia Elettrica (M€) (*)	753	667	86	12,9%
RAB Gas (M€) (*)	1.565	1.431	134	9,4%
RAB Acqua (M€) (*)	411	379	32	8,4%

(*) Dati provvisori, sottostanti al calcolo dei ricavi ammessi di competenza del periodo.

Le quantità distribuite di energia elettrica e gas della Business Unit Reti hanno rispettivamente registrato un incremento dell'11,3% e del 21% rispetto al primo semestre dell'esercizio precedente, che aveva pesantemente risentito del rallentamento delle attività economiche conseguenti alle misure adottate per contrastare l'emergenza sanitaria. Le quantità di acqua distribuite si sono attestate a 36 Mmc, in linea con quelle dello stesso periodo dell'anno precedente.

Nel primo semestre 2021 la RAB relativa alla distribuzione elettrica e quella inerente la distribuzione del gas sono risultate in crescita rispettivamente del 12,9% e del 9,4% rispetto al corrispondente periodo del 2020. Tale incremento è dovuto all'aumento degli investimenti e, in particolare per il comparto gas, anche al consolidamento del Gruppo AEB a partire dal 1° novembre 2020.

La quota di RAB per i servizi idrici risulta in incremento dell'8,4% a seguito degli investimenti realizzati.

Calore

GWht	30 06 2021	30 06 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
FONTI				
Impianti di:	867	763	104	13,6%
- Lamarmora	245	245	-	0,0%
- Famagosta	51	37	14	37,8%
- Tecnocity	33	32	1	3,1%
- Altri impianti	538	449	89	19,8%
Acquisti da:	1.242	1.121	121	10,8%
- Terzi	294	268	26	9,7%
- Altre Business Units	948	853	95	11,1%
TOTALE FONTI	2.109	1.884	225	11,9%
USI				
Vendite ai clienti finali	1.823	1.568	255	16,3%
Perdite di distribuzione	286	316	(30)	(9,5%)
TOTALE USI	2.109	1.884	225	11,9%
Energia elettrica da cogenerazione	154	183	(29)	(15,8%)

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 Reti del periodo in esame si sono attestate a 1.823 GWht, in aumento rispetto ai volumi venduti nell'anno precedente del 16,3%. L'aumento registrato è riconducibile oltre che all'acquisizione di nuovi clienti e all'apporto delle vendite del Gruppo AEB, alle temperature più fredde registrate nel primo semestre 2021 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Dati economici

milioni di euro	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Ricavi	604	523	81	15,5%
Margine Operativo Lordo	260	220	40	18,2%
% su Ricavi	43,0%	42,1%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(127)	(96)	(31)	32,3%
Risultato Operativo Netto	133	124	9	7,3%
% su Ricavi	22,0%	23,7%		
Investimenti	209	145	64	44,1%
Costo del personale	53	54	(1)	(1,9%)
FTE (*)	2.930	2.788	142	5,1%

(*) Non include le unità relative ad AEB.

I ricavi del periodo della Business Unit Reti si sono attestati a 604 milioni di euro (523 milioni di euro al 30 giugno 2020, +15,5%). La variazione è riconducibile all'apporto incrementale derivante dal consolidamento di AEB, ai maggiori ricavi relativi al teleriscaldamento, al ciclo idrico e alle maggiori prestazioni effettuate rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, fortemente penalizzato dagli effetti delle misure anti-COVID adottate a partire da marzo 2020. Si segnala, inoltre, la valorizzazione della maggiore disponibilità di certificati bianchi, approvvigionati in vista del prossimo termine per annullamento (mese di luglio).

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Reti nel primo semestre 2021 è risultato pari a 260 milioni di euro (220 milioni di euro al 30 giugno 2020).

Al netto delle partite non ricorrenti (+4 milioni di euro nel 2021; +1 milione di euro nel 2020), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 256 milioni di euro in aumento di 37 milioni di euro (+17%) rispetto al primo semestre 2020.

La variazione della marginalità è così distribuita:

- reti di distribuzione elettrica e gas (+23 milioni di euro): incremento legato al consolidamento AEB (11 milioni di euro, comprensivi del contributo degli asset della distribuzione gas ceduti da Unareti a RetiPiù del Gruppo AEB), ai maggiori ricavi ammessi ai fini regolatori relativi alla rete elettrica, ai minori costi operativi, ai maggiori allacciamenti e prestazioni a favore dei clienti rispetto al primo semestre 2020;
- teleriscaldamento (+9 milioni di euro): marginalità in crescita prevalentemente per le maggiori quantità vendute;
- ciclo idrico (+7 milioni di euro): maggiori ricavi riconducibili agli incrementi tariffari deliberati dall'Autorità di settore;
- Smart City (-2 milioni di euro): conclusione di attività avviate negli anni precedenti relative alla realizzazione di infrastrutture per la posa di cavi in fibra ottica.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 127 milioni di euro (96 milioni di euro al 30 giugno 2020). La variazione è riconducibile ai maggiori ammortamenti nel periodo per il consolidamento di AEB, per gli investimenti effettuati nel periodo luglio 2020 – giugno 2021 principalmente per il piano di sostituzione dei contatori elettricità.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 133 milioni di euro (124 milioni di euro al 30 giugno 2020).

Gli Investimenti del periodo in esame sono risultati pari a 209 milioni di euro e hanno riguardato:

- nel comparto distribuzione energia elettrica, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti ed in particolare, l'allacciamento di nuovi utenti, il mantenimento delle cabine secondarie, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione, interventi di mantenimento e potenziamento degli impianti primari, nonché investimenti per avvio progetto smart meter 2G (74 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 (55 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 (45 milioni di euro);

9 Risultati per settore di attività

- nel comparto teleriscaldamento e gestione calore, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti e delle reti per complessivi 29 milioni di euro;
- nel comparto Smart City interventi di sviluppo e mantenimento su progetti TLC (6 milioni di euro).

Nel primo semestre 2021 gli FTE si attestano a 2.930 unità (2.788 unità al 30 giugno 2020). La variazione è legata al consolidamento del Gruppo AEB e alle assunzioni effettuate per nuovi progetti di investimento.

9.6 Corporate

Dati economici

milioni di euro	01 01 2021 30 06 2021	01 01 2020 30 06 2020	VARIAZIONE	% 2021/2020
Ricavi	147	124	23	18,5%
Margine Operativo Lordo	(10)	(13)	3	(23,1%)
% su Ricavi	(6,8%)	(10,5%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(25)	(19)	(6)	31,6%
Risultato Operativo Netto	(35)	(32)	(3)	9,4%
% su Ricavi	(23,8%)	(25,8%)		
Investimenti	27	13	14	n.s.
Costo del personale	71	66	5	7,6%
FTE	1.505	1.399	106	7,6%

Il Margine Operativo Lordo, corrispondente ai costi di struttura della Corporate non riaddebitati alle diverse società del Gruppo nel corso del primo semestre 2021, si attesta a -10 milioni di euro (-13 milioni di euro nel primo semestre 2020).

La variazione positiva di marginalità è riconducibile al maggior peso nell'anno in corso dei costi riaddebitati rispetto al totale degli oneri della Corporate ed, in particolare, ai maggiori costi sostenuti nel primo semestre 2020, riaddebitati in parte, a seguito dell'emergenza sanitaria per garantire i livelli di sicurezza previsti.

L'esercizio 2020 aveva inoltre risentito di alcuni costi sostenuti a titolo di liberalità per finanziare interventi in materia di contenimento e gestione dell'emergenza epidemiologica nelle aree più colpite della Lombardia (Milano, Brescia e Bergamo).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 25 milioni di euro (19 milioni di euro al 30 giugno 2020). La variazione è determinata dai maggiori ammortamenti per gli investimenti effettuati nel periodo luglio 2020 – giugno 2021.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 35 milioni di euro (negativo per 32 milioni di euro al 30 giugno 2020).

Gli Investimenti dell'anno sono pari complessivamente a 27 milioni di euro, di cui 14 milioni di euro relativi ad interventi sui sistemi informativi e 8 milioni di euro relativi ad investimenti sui fabbricati.

Nel primo semestre dell'esercizio in esame gli FTE si attestano a 1.505 unità registrando una variazione positiva di 106 unità rispetto al 2020 legata, oltre che alla variazione di perimetro per il consolidamento AEB, a posticipi di assunzioni programmate nel 2020 e ad inserimenti per il potenziamento di alcune aree di attività, in coerenza con le esigenze evolutive e gli obiettivi di sviluppo del Gruppo.



A photograph of a woman with blonde hair, smiling and looking down. She is wearing an orange sleeveless shirt. She has two bracelets on her left wrist: one with green beads and one with white beads. The background is a large window showing a blurred outdoor scene with greenery.

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 del Gruppo.

Di seguito si procede alla descrizione dei principali rischi e incertezze a cui il Gruppo è esposto.

L'emergenza per il Coronavirus, avendo possibili ricadute su più di una delle tipologie di rischio, viene trattata in questa sezione di apertura.

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 prospettiche 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;
- attività di sensibilizzazione verso le ATS (Agenzie di Tutela della Salute) affinché sia garantito al personale di alcune società del Gruppo il riconoscimento dello status di lavoratore che svolge un servizio essenziale per la collettività, prevedendo deroghe ai protocolli sanitari da attivare in caso di necessità;
- azioni sul personale volte ad evitare gli assembramenti e garantire la sicurezza delle persone (predi-

sposizione corpo procedurale secondo le disposizioni dei protocolli sanitari, adozione di DPI, sanificazione dei locali, misurazione della temperatura 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;
- predisposizione di “villaggi filtro” con stanze-container a disposizione del personale che dovesse finire in quarantena;
- istituzione di “point of care” presso i principali siti del Gruppo e cioè di aree attrezzate per la somministrazione di tamponi rapidi a vantaggio dei lavoratori che siano stati a stretto contatto con un positivo.

Raggiungimento degli obiettivi definiti nel piano industriale

Si fa riferimento ai rischi collegati al mancato o parziale raggiungimento degli obiettivi 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 2021-2030 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 nelle 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 di natura normativa e regolatoria inerenti la liberalizzazione dei mercati energetici nazionali, rischi di natura commerciale in collegamento ai target di incremento della base clienti definiti nel Piano adottato.

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 prevedono anche l'utilizzo di canali e modalità comunicative innovative. Per supportare il percorso di crescita sostenibile, è in corso un'attività formativa e la individuazione di 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 litigazione.

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, rispettivamente da gennaio 2017 e da gennaio 2019, anche il rischio regolatorio per il Gruppo LGH e per il Gruppo ACSM-AGAM al fine di monitorarne e gestirne in modo coordinato gli impatti. Dal 1° luglio 2021 è stato costituito altrettanto presidio regolatorio nel Gruppo AEB con distacco di personale proveniente da Affari Regolatori e Concorrenza.

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 dell'8 aprile 2020);
- 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;
- le gare inerenti l'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 prossimo 31 dicembre);
- 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 la qualità commerciale e tecnica e non anche per il sostegno agli investimenti;
- gli impatti sul settore dei rifiuti dei provvedimenti ARERA sulla fase del trattamento (in particolare per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti);
- 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 oggi fissata per i clienti domestici elettrici, per le micro-imprese elettriche e per i clienti gas al 1° gennaio 2023 (come da ultimo posticipata per effetto del DL Milleproroghe);
- Aggiornamento dal prossimo 1° gennaio 2022 del tasso di remunerazione del capitale investito (i.e. WACC) a fini regolatori per le infrastrutture delle reti di distribuzione elettrica e gas. La Delibera ARERA 583/2015/R/com ha, infatti, previsto un periodo regolatorio del WACC della durata di 6 anni (con una revisione infra-periodo). Il meccanismo di aggiornamento che scatterà dal prossimo anno è correlato sia all'andamento di determinati indicatori macroeconomici sia a modifiche fiscali intervenute.

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 avvisi istruttorie per abuso di posizione dominante, per intese nonché di indagini conoscitive) il CdA 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 2020 sono state avviate le prime sessioni di formazione che stanno proseguendo anche nel 2021.

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 2021 il Gruppo ha disponibilità liquide per complessivi 324 milioni di euro e 1.165 milioni di euro di finanziamenti e linee di credito committenti non utilizzati. La gestione del rischio liquidità è perseguita dal Gruppo anche attraverso un Programma di Emissioni Obbligazionarie (Euro Medium Term Note Programme) sufficientemente capiente e parzialmente inutilizzato tale da consentire al Gruppo un tempestivo ricorso al mercato dei Capitali. Al 30 giugno 2021 tale programma ammonta a 6 miliardi di euro, di cui 3.400 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 consolidata 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 2021, 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. 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 (PIL)

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.

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 ripresa incoraggianti 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 anche con riferimento ad un possibile riaccendersi della pandemia, e delle relative misure di risposta, 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 una graduale ripresa degli scambi internazionali ed una moderata espansione della domanda interna; ciò determinerà un parziale recupero del PIL con conseguenti riflessi positivi sulla domanda di energia elettrica e dei vettori energetici offerti dal Gruppo.

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 CdA 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

Le produzioni di energia idroelettrica del Gruppo, i consumi di energia elettrica, gas e calore per riscaldamento invernale e i servizi di distribuzione di elettricità e di acqua potabile erogati dal Gruppo possono risentire delle variazioni 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 questo rischio 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;
- 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 tramite recuperi termici, nonché di sviluppo delle reti di teleriscaldamento nell'ottica di ottimizzarne le modalità di distribuzione;
- 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.

Inoltre, 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 posto in essere 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.

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 preindustriali 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.

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, cedimenti strutturali, incendi, attacchi terroristici, agitazioni sindacali e situazioni di emergenza sanitaria (es. pandemie) potrebbero determinare danni agli asset e, nei casi peggiori, compromettere la capacità produttiva del Gruppo nonché la possibilità di garantire la continuità dei servizi erogati. 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 pone in essere 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 ed adeguati livelli manutentivi degli impianti, piani e procedure per la gestione delle emergenze nonché una procedura di gestione delle crisi che prevede l'istituzione di comitati interdisciplinari di gestione, organizzati sia a livello di Gruppo sia di Business Unit e tra loro coordinati. Infine, è in corso l'attività di strutturazione del Business Continuity Plan per il Gruppo A2A.

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 3 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 l'elaborazione e la 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 nel periodo di emergenza sanitaria, 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 delle attività 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, e sono in fase di esecuzione le attività di strutturazione di un Security Operations Center evoluto in grado 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 legata alla pandemia COVID-19.

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 a supporto delle attività commerciali.

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 colpiscano, 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 un processo per garantire la continuità operativa, fondato sulla presenza di un Data Center primario residente presso le infrastrutture di un fornitore esterno e dotato di elevati livelli di sicurezza in termini di continuità del servizio nonché sull'implementazione di soluzioni di backup dei dati. Inoltre 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. Nell'ambito del più ampio progetto di business continuity sono in fase di sviluppo le attività per l'ulteriore potenziamento ed ampliamento del piano di Disaster Recovery.

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. 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 emozionale 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, rientra in questo tipo di rischi anche l'eventualità di azioni legali promosse da dipendenti che portino a presunti profili di responsabilità del datore di lavoro e delle società del Gruppo in caso di contatto col virus e contrazione della malattia. Per gestire questo rischio, il Gruppo sta adottando scrupolosamente le prescrizioni e i protocolli previsti dalle vigenti normative e linee guida emanate dagli enti competenti nonché massimizzando il lavoro da remoto.

Rischi ambientali

Il manifestarsi di tali rischi può avvenire come conseguenza di incidentalità nei processi produttivi sia in conseguenza delle 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 Andrea Crenna, 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 2021.

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, 30 luglio 2021

Renato Mazzoncini
(Amministratore Delegato)

Andrea Crenna
(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 i.v.
codice fiscale, partita IVA e n. iscrizione
Registro Imprese Brescia 11957540153
REA Brescia n. 493995

A close-up photograph of a male worker with a beard, wearing a yellow hard hat and red work gloves. He is focused on his work, leaning over a piece of machinery in a factory or industrial setting. The background is blurred, showing other industrial equipment. In the bottom right corner, there is a stylized blue graphic element resembling a network or a stylized letter 'A'.

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 illustrative della A2A S.p.A. e controllate (Gruppo A2A) al 30 giugno 2021. 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 2021 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, 4 agosto 2021

EY S.p.A.

Paolo Zocchi
(Revisore Legale)

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Lombardia, 31 - 00187 Roma
Capitale Sociale Euro 2.525.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
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