



2020

Relazione sulla Gestione





Relazione sulla Gestione 2020

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

Indice

Lettera agli Azionisti e agli Stakeholder 2020	4	
Organi sociali	7	
1	Dati di sintesi del Gruppo A2A	
1.1	Business Units	10
1.2	Aree geografiche di attività	12
1.3	Struttura del Gruppo	14
1.4	Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2020	15
1.5	Azionariato	18
1.6	A2A S.p.A. in Borsa	19
1.7	Indicatori Alternativi di Performance (AIP)	22
2	Emergenza Sanitaria Virus COVID-19 ed Effetti della pandemia sui risultati annuali e sul valore delle attività (IAS 36)	
2.1	Emergenza Sanitaria Virus COVID-19 ed Effetti della pandemia sui risultati annuali e sul valore delle attività (IAS 36)	28
3	Scenario e Mercato	
3.1	Quadro macroeconomico	32
3.2	Andamento del mercato energetico	34
4	Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A	
4.1	Business Unit Generazione e Trading	41
4.2	Business Unit Mercato	51
4.3	Business Unit Ambiente	56
4.4	Business Unit Reti	64
5	Risultati consolidati e andamento della gestione	
5.1	Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria	86
5.2	Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio	95
5.3	Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2020	103
5.4	Evoluzione prevedibile della gestione	105
5.5	Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2020 e distribuzione del dividendo	107

6	Analisi dei principali settori di attività	
6.1	Sintesi dei risultati per settori di attività	110
6.2	Risultati per settori di attività	114
6.3	Business Unit Generazione e Trading	116
6.4	Business Unit Mercato	119
6.5	Business Unit Ambiente	122
6.6	Business Unit Reti	125
6.7	Corporate	129
7	Rischi e incertezze	
7.1	Rischi e incertezze	132
8	Gestione responsabile della sostenibilità	
8.1	Gestione responsabile della sostenibilità	142
9	Altre informazioni	
9.1	Altre informazioni	146

Lettera agli Azionisti e agli Stakeholder 2020

Cari Azionisti, cari Stakeholder,

il 2020 è stato un atto molto difficile per tutti noi: la diffusione della pandemia COVID-19 ha segnato indelebilmente le nostre vite determinando un cambio, anche radicale, delle nostre abitudini e priorità. Nonostante i grandissimi sforzi dei medici, degli infermieri e dei ricercatori, molte sono state le perdite che il nostro Paese, come del resto tutto il mondo, ha dovuto subire.

In questo scenario così difficile, il nostro Gruppo si è subito distinto per l'attenzione tanto verso i dipendenti, quanto verso i clienti e cittadini a cui rivolgiamo i nostri servizi, estendendo, tra le altre azioni, il remote working a chiunque potesse svolgere le proprie mansioni da remoto e offrendo una risposta economica concreta a chi si trovava in difficoltà.

Questa situazione di grande tensione economica e sociale, benché imprevedibile, non ci ha colto impreparati: sin dal 2018, infatti, ci siamo dotati di un "piano di crisi" ossia un sistema organizzativo, con attività e procedure chiare per fronteggiare efficacemente situazioni complesse. Tale piano ci ha consentito di offrire una risposta estremamente rapida agli eventi esterni: abbiamo costituito dei Comitati di Crisi ed elaborato un Recovery Plan finalizzato a mitigare il più possibile gli impatti economico-finanziari del COVID-19. Le azioni individuate si sono orientate sia verso un contenimento del costo del personale e degli altri costi operativi non essenziali che a un rafforzamento della liquidità del Gruppo con la sottoscrizione di ulteriori finanziamenti e linee di credito. Non sono mai stati messi in discussione il livello di sicurezza e la continuità dei servizi erogati ai nostri clienti e, in generale, alla cittadinanza.

Il Recovery Plan si è rivelato essere uno strumento molto prezioso e flessibile che ci ha permesso di conseguire risultati economici e finanziari positivi e sostanzialmente allineati all'esercizio precedente: il Margine Operativo Lordo si è attestato a 1.204 milioni di euro (1.234 al 31 dicembre 2019), grazie ad un significativo recupero nel quarto trimestre (+10%), mentre l'Utile Netto ha raggiunto quota 364 milioni di euro (389 milioni nell'esercizio precedente).

Il nostro ambizioso piano di investimenti non ha subito rallentamenti traguardando a fine anno il livello record di 738 milioni di euro, significativamente superiori (+18%) rispetto al già elevato

valore del 2019 e contribuendo in tal modo al sostegno della economia nazionale; tale dato è ancor più eccezionale se ricordiamo che l'80% di questi investimenti sono coerenti con gli obiettivi ONU dell'Agenda 2030 (SDGs) e circa il 40% sono inerenti all'economia circolare, confermando l'impegno a promuovere una crescita sostenibile.

Allo stesso tempo, il Gruppo ha continuato nel percorso di crescita esterna, perfezionando l'accordo con il Gruppo AEB, incrementando la leadership nel settore delle biomasse e acquisendo il primo impianto eolico.

Le performance finanziarie, effetto delle azioni descritte, risultano solide: Posizione Finanziaria Netta di Consolidato al 31 dicembre 2020 risulta pari a 3.472 milioni di euro (3.154 milioni di euro a fine 2019). Escludendo le variazioni di perimetro intervenute nell'anno in corso, la PFN si attesta a 3.327 milioni di euro, registrando un assorbimento di cassa pari a 173 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019, dopo investimenti per 738 milioni di euro e dividendi per 241 milioni di euro.

Nonostante la situazione emergenziale, anche nel 2020, A2A è riuscita a migliorare le sue performance ESG (Environmental Social Governance), dando un significativo contributo sia alla tenuta economica e sociale del territorio, sia al miglioramento delle condizioni ambientali. Il Gruppo ha generato e distribuito agli stakeholder un valore aggiunto globale lordo di 1.853 milioni di euro. In forte crescita (+40% vs 2019) il valore dell'ordinato, pari a 1,9 miliardi di euro, a beneficio prevalentemente (97%) di imprese italiane. Le assunzioni nel 2020 sono state 1.077, portando a 12.978 il totale dei dipendenti del Gruppo (+6% vs 2019). È migliorato anche l'indice infortunistico ponderato (-17% rispetto all'esercizio precedente).

In termini di economia circolare, si è confermata la capacità del Gruppo di portare a recupero di materia e di energia la quasi totalità dei rifiuti urbani raccolti, mentre la raccolta differenziata nei territori serviti è cresciuta di altri 2 punti percentuali, superando il 71%. In aumento la produzione di materia prima seconda dagli impianti, pari a 367mila tonnellate (+4% vs 2019). Nell'ambito della transizione energetica, si è registrata una riduzione annua delle emissioni dirette di gas ad effetto serra di circa 1 milione di tonnellate, con un calo del 10% del fattore di emissione di CO₂ della generazione

elettrica di Gruppo (approvato dalla Science Based Targets Initiative). Un terzo dell'energia elettrica prodotta è derivata da fonti rinnovabili. Anche i clienti di A2A hanno manifestato più interesse per le soluzioni green, percorrendo 11 milioni di chilometri grazie alle ricariche di veicoli elettrici della rete e-moving e acquistando 3,9 TWh di energia verde (+ 72% vs 2019).

Anche in relazione alla crisi pandemica, A2A ha voluto segnalare la sua vicinanza al territorio, aumentando significativamente (+80% vs 2019) i contributi ad iniziative sociali, culturali e ambientali, che hanno raggiunto 8,1 milioni di euro. Il Banco dell'Energia ha continuato la sua preziosa attività finalizzata a dare risposte concrete al problema della povertà energetica.

Sui mercati finanziari, nel corso del 2020 A2A ha raccolto 500 milioni di euro tramite una emissione obbligazionaria della durata di 12 anni, la cui cedola (0,625%) è risultata, al momento del collocamento, la più bassa mai ottenuta da emittenti italiani corporate per obbligazioni con scadenza superiore ai 10 anni.

Inoltre, proseguendo nel percorso avviato a luglio 2019, con la prima emissione di un Green Bond, il Gruppo ha rafforzato il proprio commitment nello sviluppo delle tematiche di finanza sostenibile andando ad inserire all'interno del proprio Programma EMTN, aggiornato a luglio 2020, tre KPI legati alla sostenibilità ambientale.

Il Piano Strategico 2021-2030, approvato dal Consiglio di Amministrazione di A2A il 19 gennaio 2021, poggia quindi su solidi dati consuntivi che ci consentono di guardare con fiducia al futuro e procedere verso il riposizionamento di A2A da multy-utility a "Life Company". La vicinanza alle persone e la conoscenza dei territori, l'impegno nel garantire i servizi essenziali, una sostenibilità di lungo periodo, la trasparenza, l'innovazione sono i valori fondanti della nuova A2A che incorniciano e supportano la direzione industriale: economia circolare e transizione energetica, i pilastri del Piano per un nuovo approccio al business a cui contribuiscono tutte le Aree del Gruppo.



Il Presidente
Marco Patuano



L'Amministratore
Delegato
Renato Mazzoncini



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 SUPPLEMENTI

Antonio Passantino

Patrizia Tettamanzi

Società di Revisione

EY S.p.A.



The background of the entire page is a vibrant sunset sky with horizontal bands of orange, red, and purple. Overlaid on this background are stylized blue streetlights. In the upper left, a single arm extends from the left edge, ending in a rounded light fixture. In the center, a tall pole rises from the bottom, branching into two arms with rounded light fixtures. To the right of this, another pole rises from the bottom, with a single arm extending to the right edge, also ending in a rounded light fixture.

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
31 dicembre
2020

Azionariato

A2A S.p.A.
in Borsa

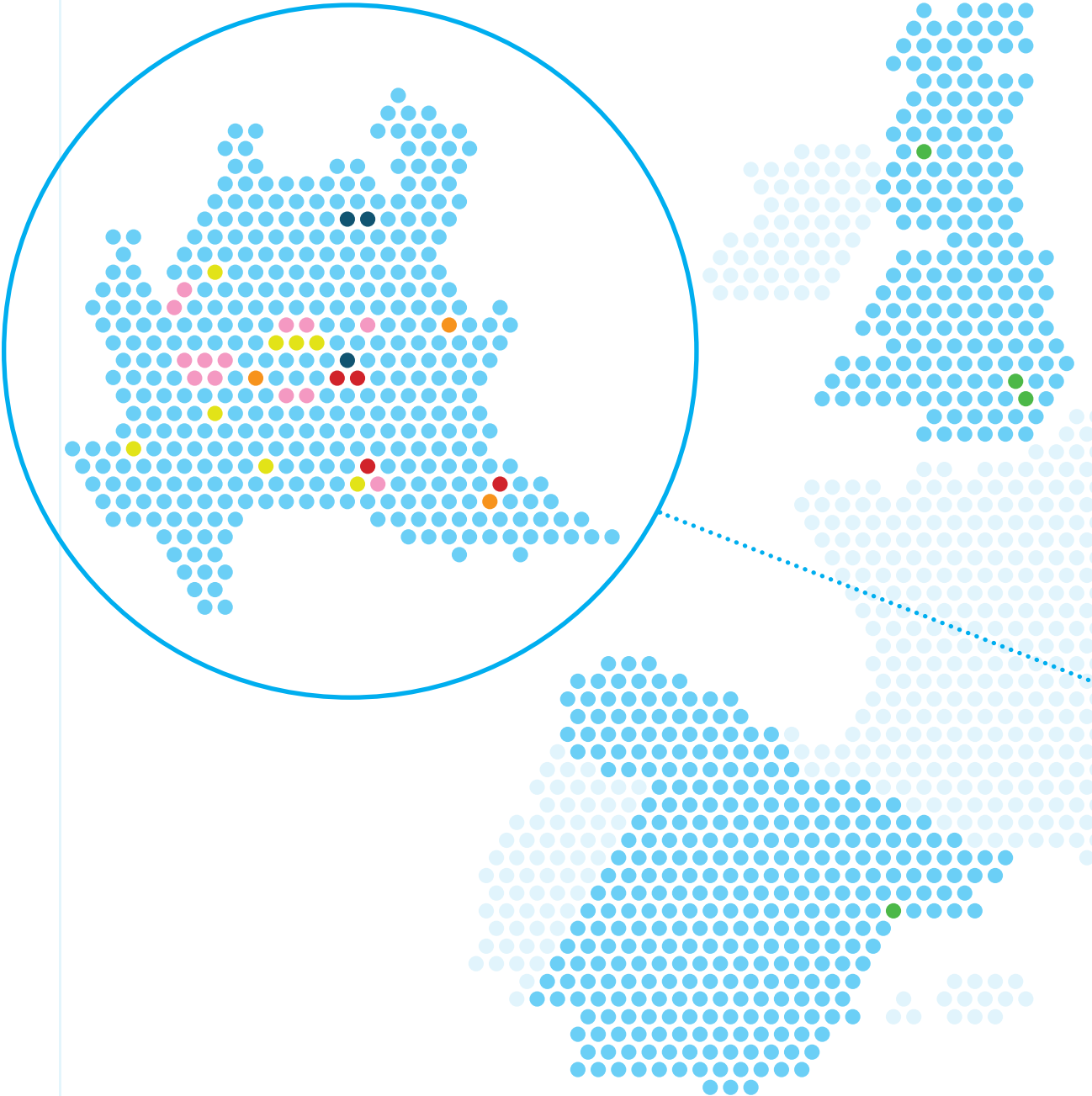
Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

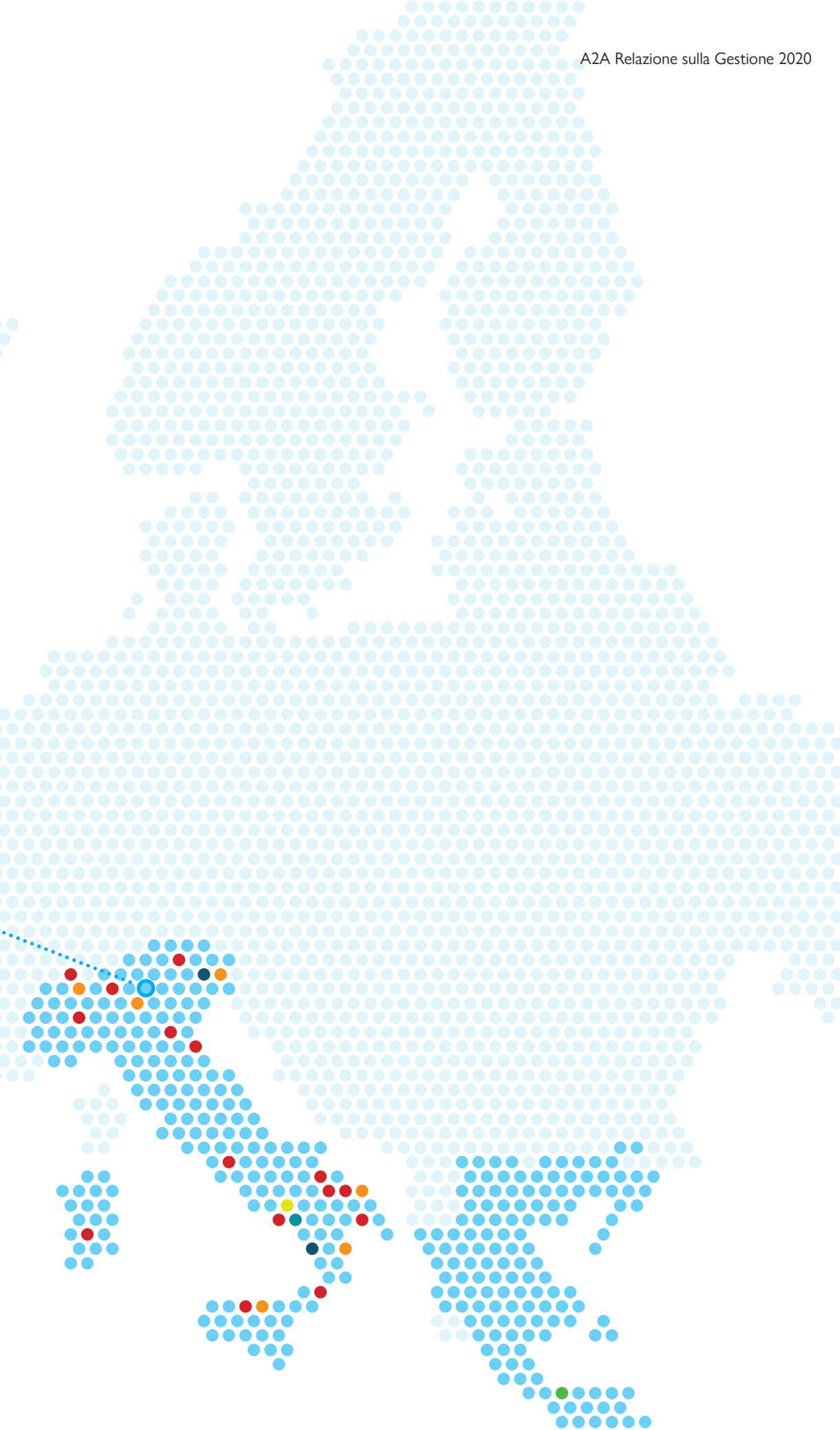


1.2 Aree geografiche di attività

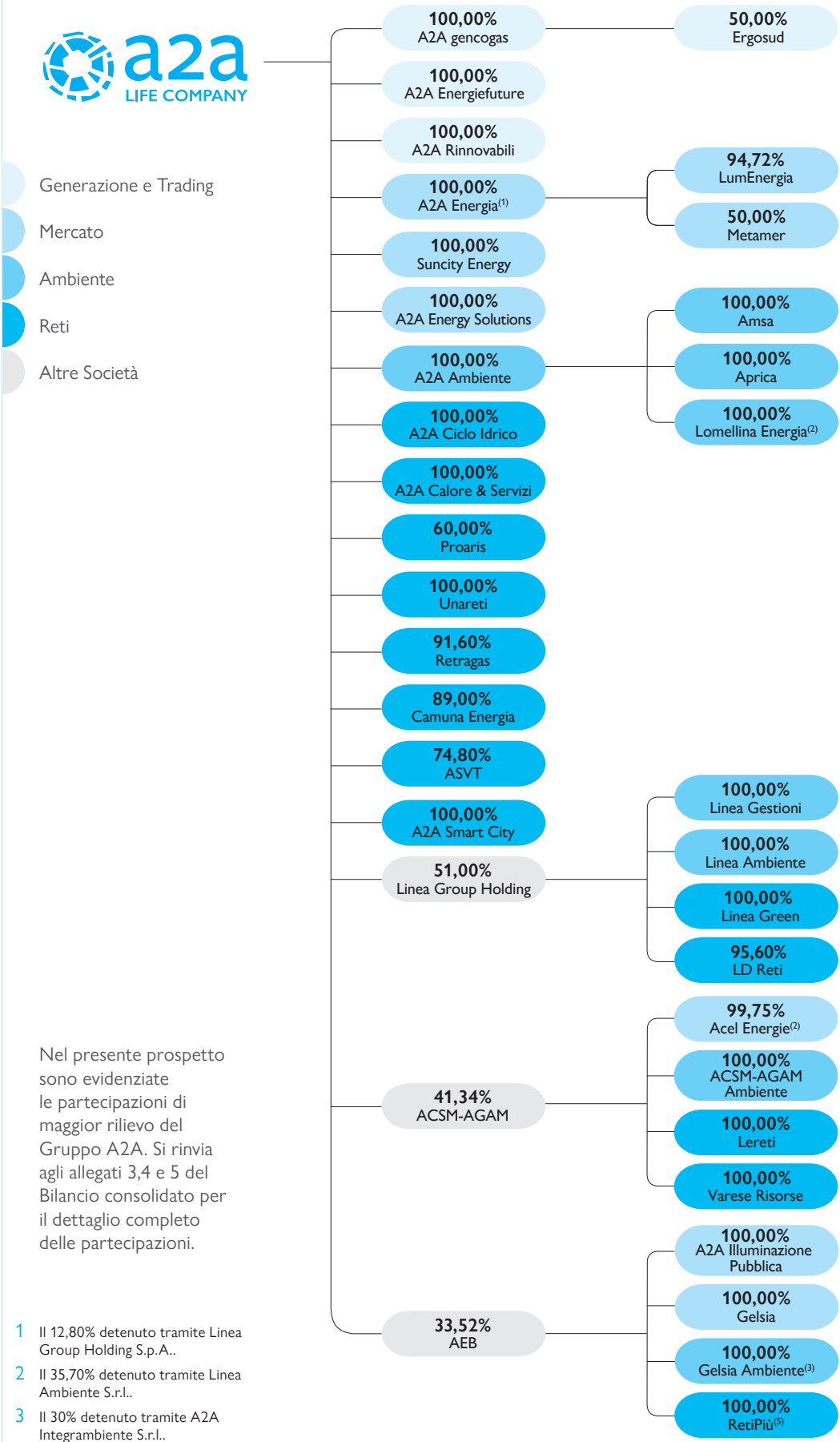
- Impianti idroelettrici
- Impianti termoelettrici
- Impianto di cogenerazione
- Impianti di trattamento rifiuti
- Impianti fotovoltaici
- Impianti eolici
- Partnership tecnologiche

Aggiornata al 31.12.2020





1.3 Struttura del Gruppo



1.4 Principali indicatori finanziari al 31 dicembre 2020 (**)



RICAVI
6.862
milioni di euro



MARGINE OPERATIVO LORDO
1.204
milioni di euro



RISULTATO D'ESERCIZIO
364
milioni di euro



DIVIDENDO
0,08
EURO PER AZIONE

Dati economici

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019
Ricavi	6.862	7.324
Costi operativi	(4.953)	(5.390)
Costi per il personale	(705)	(700)
Margine operativo lordo	1.204	1.234
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(654)	(547)
Risultato operativo netto	550	687
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	4
Gestione finanziaria	(81)	(110)
Risultato al lordo delle imposte	469	581
Oneri per imposte sui redditi	(99)	(189)
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita	(2)	1
Risultato di pertinenza di terzi	(4)	(4)
Risultato dell'esercizio di pertinenza del Gruppo	364	389
Margine operativo lordo/Ricavi	17,5%	16,8%

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

Dati patrimoniali

milioni di euro	31 12 2020	31 12 2019
Capitale investito netto	7.588	6.805
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	4.116	3.651
Posizione finanziaria netta consolidata	(3.472)	(3.154)
Posizione finanziaria netta consolidata/Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	0,84	0,86
Posizione finanziaria netta consolidata/EBITDA	2,9	2,6

Dati finanziari

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019
Flussi finanziari netti da attività operativa	597	700
Flussi finanziari netti impiegati nell'attività di investimento	(802)	(680)
Free cash flow (dato Rendiconto finanziario)	(205)	20

Scenario energetico

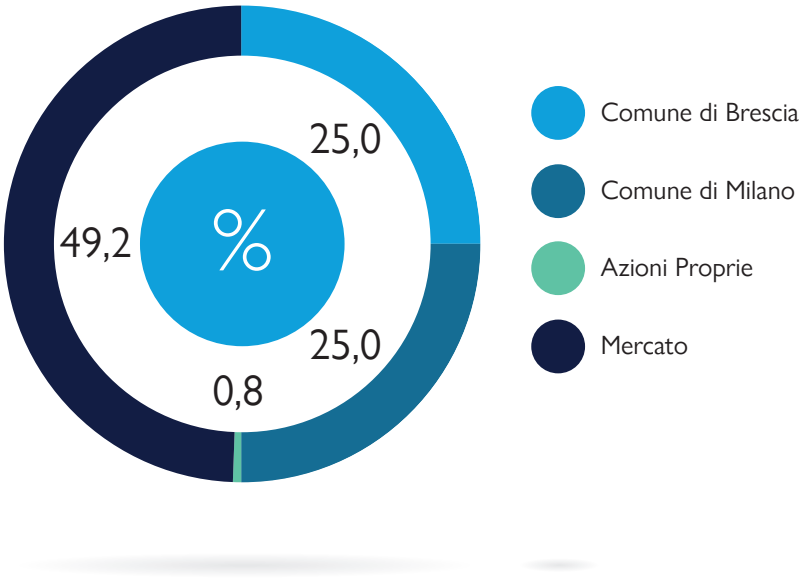
	31 12 2020	31 12 2019
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Baseload (Euro/MWh)	38,9	52,3
Media del Prezzo Unico Nazionale (PUN) Peakload (Euro/MWh)	44,6	58,4
Prezzo medio del gas al PSV(*) (Euro/MWh)	10,4	16,0
Prezzo medio diritti di emissione EU ETS(**) (Euro/tonn)	24,8	24,9

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

Principali indicatori operativi del Gruppo

	31 12 2020	31 12 2019
Generazione e Trading		
Produzione termoelettrica (GWh)	12.233	13.353
Produzione idroelettrica (GWh)	4.408	4.619
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	14.116	11.474
EE venduta in Borsa (GWh)	15.306	14.409
Mercato		
EE venduta a clienti retail (GWh)	15.012	13.656
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.270	1.174
di cui POD Energia Elettrica Mercato Libero	823	868
Gas venduto a clienti retail (Mmc)	2.365	2.454
PDR Gas (#/1000)	1.614	1.488
di cui PDR Gas Mercato Libero	868	744
Ambiente		
Rifiuti raccolti (Kton)	1.660	1.708
Residenti serviti (#/1000)	4.117	3.634
Rifiuti smaltiti (Kton)	3.251	3.340
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	1.954	1.780
Reti		
EE distribuita (GWh)	10.673	11.735
Gas distribuito (Mmc)	2.996	2.963
Acqua distribuita (Mmc)	77	78
RAB Energia Elettrica (M€)	692	641
RAB Gas (M€)	1.509	1.426
Vendita calore (GWht)	2.836	2.783
Produzione cogenerazione (GWh)	298	316

1.5 Azionariato (*)



(*) Fonte CONSOB per le quote superiori al 3% (aggiornamento al 31/12/2020).

Dati societari di A2A S.p.A.

	31 12 2020	31 12 2019
Capitale Sociale (euro)	1.629.110.744	1.629.110.744
Numero azioni ordinarie (valore nominale 0,52 euro)	3.132.905.277	3.132.905.277
Numero azioni proprie (valore nominale 0,52 euro)	23.721.421	23.721.421

1.6 A2A in Borsa

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

Capitalizzazione al 30 dicembre 2020 (milioni di euro)	4.087
Capitale sociale al 30 dicembre 2020 (azioni)	3.132.905.277
2020	
Capitalizzazione media (milioni di euro)	4.143
Volumi medi giornalieri (azioni)	12.072.133
Prezzo medio (euro per azione)	1,32
Prezzo massimo (euro per azione)	1,90
Prezzo minimo (euro per azione)	1,00

Fonte: Bloomberg

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

Il 20 maggio 2020 A2A ha distribuito un dividendo pari a 0,0775 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 Indices
ECPI Low Carbon Italy Equity
Ethibel Sustainability Index Excellence Europe
EURO STOXX Sustainability Index
Euronext Vigeo Index: Eurozone 120
Standard Ethics Italian Index

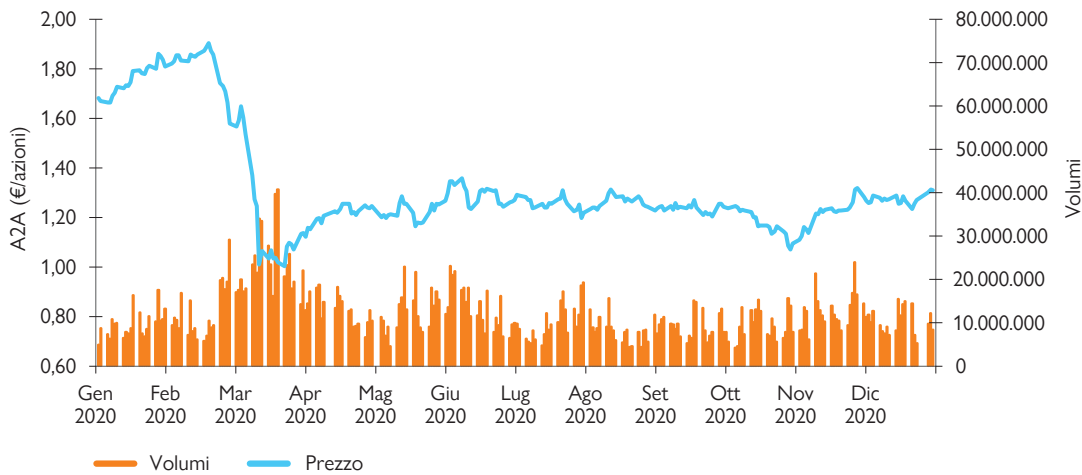
Fonte: Bloomberg e informazioni societarie

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

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

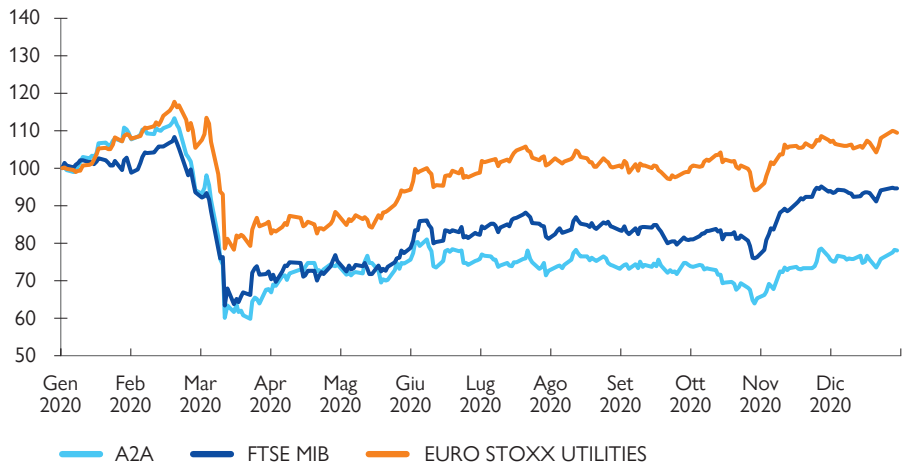
A2A: prezzo e volumi



A2A vs FTSE MIB e EURO STOXX UTILITIES

(Prezzo 30 dicembre 2019 = 100)

Volatilità storica del 2020
A2A: 34,1%
FTSE MIB: 30,7%



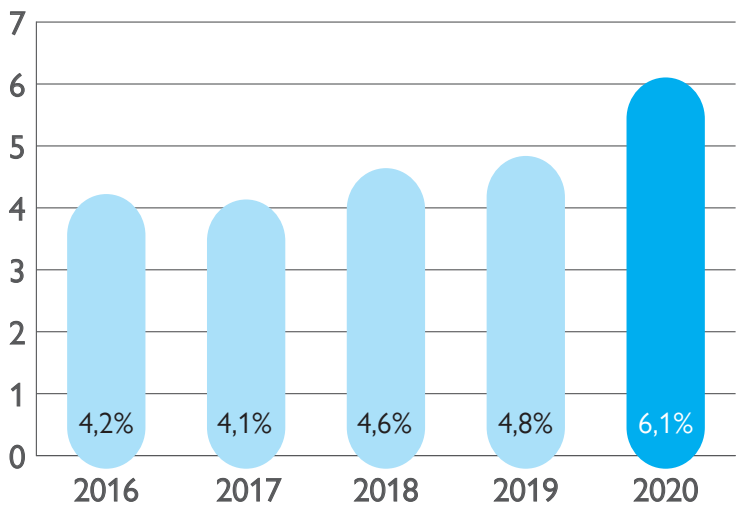
Fonte: Bloomberg

Rating

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

Fonti: agenzie di rating

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



1
Dati di sintesi
del Gruppo A2A

Business Units

Aree geografiche
di attività

Struttura del
Gruppo

Principali
indicatori
finanziari al
31 dicembre
2020

Azionariato

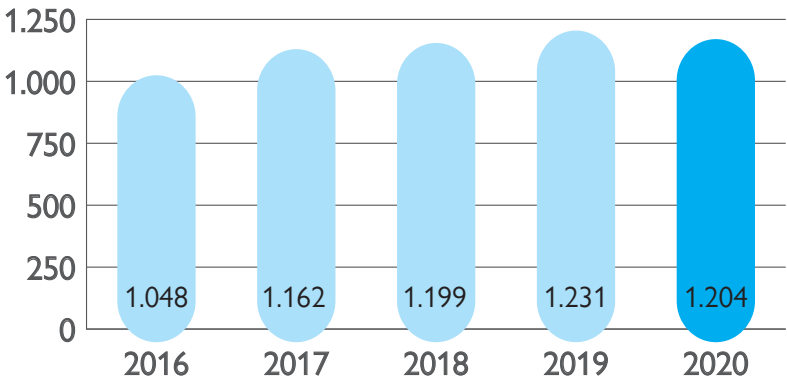
A2A S.p.A.
in Borsa

Indicatori
Alternativi di
Performance
(AIP)

1.7 Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

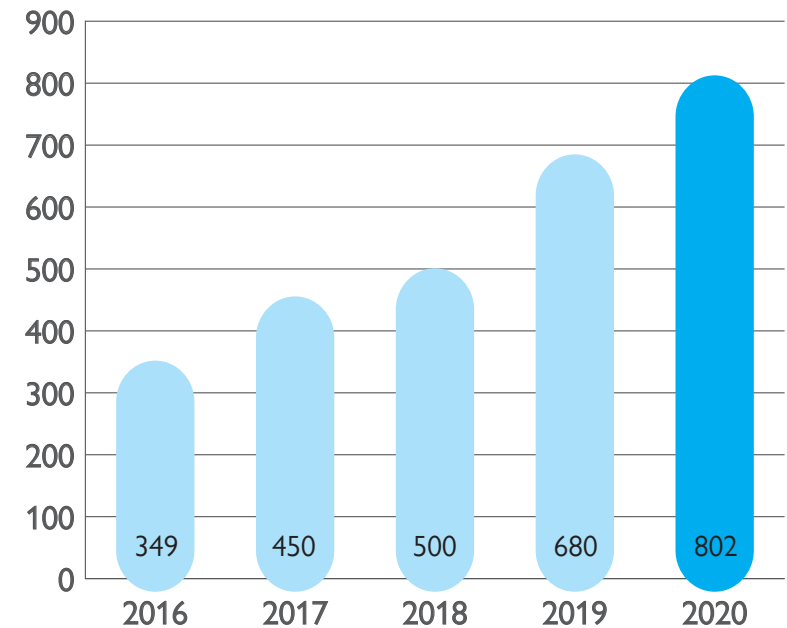
Margine Operativo Lordo

milioni di euro



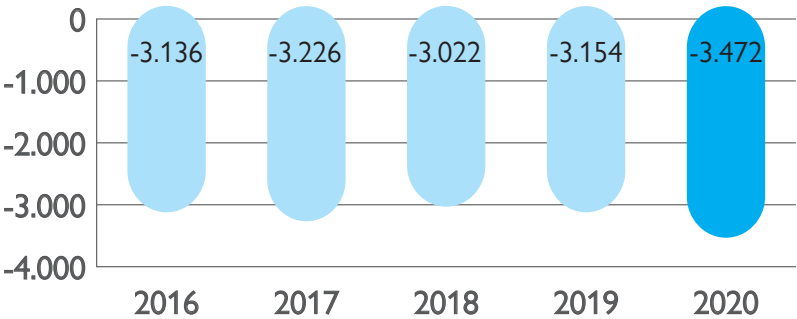
Investimenti Netti

milioni di euro

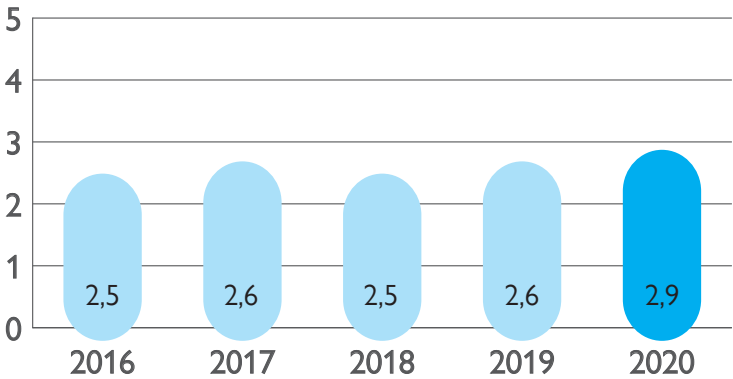


Posizione Finanziaria Netta

milioni di euro

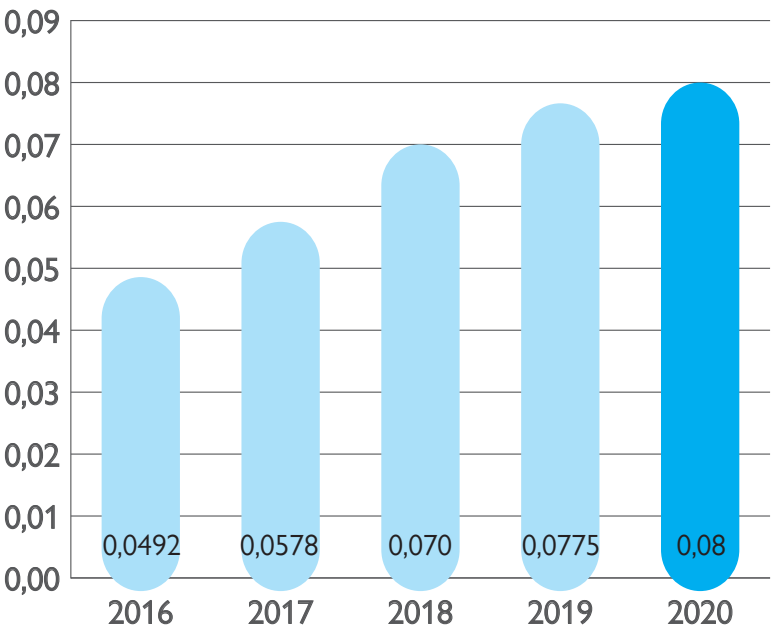


Posizione Finanziaria Netta/EBITDA



Dividendo

euro per azione



Indicatori Alternativi di Performance (AIP)

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

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

Tali indicatori sono esposti nella sezione “Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo A2A”. Per il Conto economico e per la Situazione patrimoniale-finanziaria i valori comparativi fanno riferimento al 31 dicembre 2019.

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

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

Margine operativo lordo

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

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

Risultato da transazioni non ricorrenti

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

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

Capitale immobilizzato netto

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

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

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

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

Capitale di funzionamento

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

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

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

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

Capitale investito/Capitale investito netto

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

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

Fonti di copertura

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

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

Posizione finanziaria netta/Indebitamento finanziario netto

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

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

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

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

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

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

Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali

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

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

Gli investitori non dovrebbero fare eccessivo affidamento su questi AIP e non dovrebbero considerare tutti gli AIP come: (i) un'alternativa all'utile operativo o all'utile netto così come calcolati in conformità agli IFRS; (ii) una valutazione della capacità del Gruppo di rispondere alle esigenze di cassa alternativa a quella desumibile dal cash flow da attività operativa, di investimento o da attività di finanziamento (così come determinati in accordo con gli IFRS); oppure (iii) un'alternativa a qualsiasi altro indicatore di performance previsto dagli IFRS.

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

Emergenza Sanitaria
Virus COVID-19 ed
Effetti della pandemia
sui risultati annuali
e sul valore delle
attività (IAS 36)



2.1 Emergenza Sanitaria Virus COVID-19 ed Effetti della pandemia sui risultati annuali e sul valore delle attività (IAS 36)

Il Gruppo A2A si è dotato dal 2018 di un “piano di crisi” 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 (predisposizione 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.

Effetti della pandemia COVID-19 sui risultati consuntivati al 31 dicembre 2020

La diffusione del virus COVID-19, come riportato nei documenti finanziari comunicati nel corso dell'anno, ha generato impatti negativi sulla performance economico finanziaria del Gruppo derivanti da vari fenomeni riconducibili:

- ad un accentuarsi del peggioramento dello scenario energetico indotto dal rallentamento della congiuntura internazionale e, in particolar modo, dagli effetti derivanti dalla contrazione del prezzo del gas. L'effetto “scenario”, al netto delle coperture realizzate dalla società, ha influito negativamente per circa 50 milioni di euro nel confronto con l'esercizio 2019. Pur non potendo quantificare puntualmente quanto dell'impatto derivante da un debole scenario energetico sia imputabile direttamente all'emergenza sanitaria, questa componente è stata, rispetto agli altri effetti negativi la più rilevante;
- ad un rallentamento dell'attività commerciale relativa all'acquisizione di nuova clientela; dell'attività di raccolta e smaltimento rifiuti derivante dalla chiusura temporanea delle attività economiche; dai minori consumi di elettricità, gas, calore ed acqua soprattutto delle attività industriali/commerciali medio piccole;
- al sostenimento diretto di oneri necessari a far fronte alla situazione di emergenza sanitaria (acquisto generalizzato di DPI, dotazioni massicce per Smart Working collettivo, ecc.).

Il Gruppo ha prontamente reagito alla crisi sin dai mesi iniziali dell'epidemia, prevedendo azioni volte alla protezione dei margini economici e della posizione di liquidità. Sono state adottate azioni di contenimento del costo del personale (ricorso agli ammortizzatori sociali; ripianificazione delle assunzioni previste; utilizzo di ferie pregresse) e di contenimento di altri costi operativi non essenziali, assicurando in ogni caso adeguati standard di sicurezza e continuità dei servizi. Sono stati, in una prima fase, pianificati rallentamenti negli investimenti di sviluppo successivamente (al migliorare della situazione attesa) ripresi pienamente.

Per mitigare un possibile rischio di liquidità, anche derivante da possibili ritardi negli incassi dalla clientela, il Gruppo ha rafforzato la propria posizione con la sottoscrizione, nel corso del primo semestre, di ulteriori finanziamenti e linee di credito “committed” per un importo complessivo pari a 550 milioni di euro.

Le azioni sopra descritte e la naturale diversificazione delle attività del Gruppo, alcune delle quali, per propria natura, non impattate da elementi congiunturali di breve periodo (ad esempio le attività regolate o contrattualizzate), hanno consentito di non risentire, complessivamente, degli effetti derivanti dall'epidemia.

Nel confronto con l'esercizio 2019 la stima degli effetti netti (al netto cioè del piano di recupero attuato) degli impatti COVID-19 sul 2020 è infatti pari a circa -10 milioni di euro di EBITDA. Tale importo è stato infine compensato da altre attività di sviluppo, incluse le operazioni di crescita esterna, che hanno consentito di chiudere l'esercizio con un EBITDA costante rispetto al 2019.

Quanto agli impatti sui flussi di cassa, oltre a quanto appena evidenziato sulla redditività operativa e agli investimenti (non influenzati ed anzi cresciuti nonostante l'epidemia), gli effetti del COVID-19 si sono manifestati soprattutto sui tempi di incasso dei crediti verso la clientela per forniture di energia e gas. Questo impatto, valutato in un ritardo medio di 5 giorni a giugno si è poi progressivamente ridotto fino a neutralizzarsi con la chiusura dell'esercizio. Inferiore alle previsioni è risultato complessivamente l'effetto negativo sulla non recuperabilità dei crediti.

Al 31 dicembre 2020 il Gruppo ha una posizione di liquidità complessiva pari a 1.802 milioni di euro, costituita da 1.012 milioni di euro di disponibilità liquide e 790 milioni di euro di finanziamenti e linee di credito committed non utilizzate.

Effetti della pandemia COVID-19 sui risultati attesi 2021

Le previsioni sull'esercizio 2021, così come contenute ed indicate nel Piano Strategico 2021-2030 presentato al mercato il 20 gennaio 2021, si basano sull'ipotesi che l'esercizio appena avviato non sia influenzato significativamente da effetti negativi indotti da un protrarsi e/o inasprirsi dello scenario micro e macroeconomico sia a livello internazionale che nazionale, rispetto alla situazione esistente alla fine del 2020. Coerentemente, non sono state considerate nell'esercizio misure a sostegno dell'economia e/o delle imprese.

Con riferimento allo scenario energetico, principale causa di contrazione di marginalità indotta da COVID-19 nel 2020, si segnala che le ipotesi di scenario energetico atteso nel 2021 sono state formulate facendo riferimento alle curve forward di mercato del dicembre 2020, che non si discostano significativamente da quelle ancora oggi prevedibili, alla data dell'8 marzo. Il Gruppo ha inoltre provveduto a coprire circa il 62% della propria produzione attesa, riducendo così i possibili effetti negativi di un peggioramento dello scenario.

In ogni caso, nell'impossibilità di prevedere con precisione modalità, estensione e durata di successivi lockdowns prolungati nel corso dell'anno e dei relativi impatti, il management ha elaborato, con riferimento alle previsioni per il 2021, differenti scenari con alternative ipotesi di rischio ed ipotizzato per ciascuno di essi, sulla base dell'esperienza accumulata dalle azioni già svolte nel 2020, le relative azioni di mitigazione a tutela della situazione economica e patrimoniale.

Il Gruppo monitora regolarmente l'evoluzione dello scenario sanitario e, almeno su base mensile, i propri risultati e gli scostamenti rispetto al pianificato ed è pronto ad intraprendere le azioni di contenimento programmate nel caso dovessero manifestarsi in corso d'anno significativi scostamenti negativi.

* * *

Effetti della pandemia COVID-19 sul 2021 e anni seguenti e recuperabilità del valore delle attività (IAS 36)

Con riferimento all'applicazione del principio contabile IAS 36, il management in aggiunta agli indicatori di impairment interni ed esterni normalmente monitorati, coerentemente con quanto effettuato già in corso d'anno, ha proceduto a valutare, sulla base delle informazioni disponibili l'effetto della diffusione della pandemia COVID-19 sul valore recuperabile delle CGU oggetto di impairment test al 31 dicembre 2020.

Il test di Impairment si basa sul Piano Strategico 2021-2030 costruito, come sopra ricordato, sull'ipotesi che l'emergenza legata al COVID-19 progressivamente rientri e non determini impatti significativamente negativi e perduranti sullo scenario micro e macroeconomico internazionale e nazionale. L'esperto indipendente incaricato di sviluppare le analisi di impairment ha, tra l'altro, analizzato le componenti e le ipotesi rilevanti delle proiezioni economico-finanziarie redatte dal management della Società, effettuato le opportune rettifiche e sensitivity in ottemperanza alle disposizioni dello IAS 36, le comparazioni e le verifiche circa la correttezza delle fonti e delle ipotesi utilizzate senza rilevare criticità.

2 Emergenza Sanitaria Virus COVID-19 ed Effetti della pandemia sui risultati annuali e sul valore delle attività (IAS 36)

Tutte le CGU e i relativi avviamenti del Gruppo sono stati oggetto di test e, come meglio descritto nelle Note Illustrative della Relazione Finanziaria Annuale Consolidata, non sono state evidenziate perdite di valore.

Coerentemente con le indicazioni dello IAS 36, il management terrà monitorato l'evolversi delle condizioni macro-economiche e di ogni altro impairment indicator recependo prontamente le variazioni sul valore delle CGU o degli asset, come peraltro fatto nel corso degli ultimi anni.

* * *

Applicazione del principio IFRS 16 “Leasing”, in relazione alle specifiche problematiche connesse alle conseguenze del COVID-19

L'emendamento all'IFRS 16 mira a neutralizzare l'effetto derivante da un'eventuale sospensione/riduzione di canoni di affitto/noleggio a seguito di accordi tra le parti sorti in conseguenza della pandemia da COVID-19: in assenza di tale emendamento il locatario avrebbe dovuto procedere alla rideterminazione del valore del diritto d'uso e del conseguente debito finanziario. Il Gruppo A2A non ha avuto la necessità di raggiungere accordi di sospensione/riduzione dei canoni di affitto/noleggio e pertanto non risulta impattato da questa integrazione.

Rischi connessi alle attività e passività finanziarie, con particolare attenzione al rischio di liquidità e alla misurazione delle perdite attese su crediti

Nel corso del 2020, 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 31 dicembre 2020 sono infatti risultati allineati a quelli al 31 dicembre 2019. Le perdite su crediti realizzate nel 2020 non si discostano significativamente da quelle rilevate negli esercizi precedenti.

Il Gruppo, tuttavia, tenendo conto che gli impatti relativi all'emergenza sanitaria non si sono esauriti ma potrebbero essere solo posticipati nel tempo (riduzione degli ammortizzatori, possibile chiusure definitive di alcune attività nel corso dei prossimi mesi), in sede di valutazione dei rischi delle perdite attese su crediti per il bilancio 2020, ha ritenuto opportuno introdurre un correttivo di “svalutazione specifica emergenza Coronavirus”, in alcuni casi anche su fasce di scaduto inferiore a 270 giorni e procedendo conseguentemente ad incrementare gli stanziamenti a Fondo Svalutazione Crediti per circa 16 milioni di euro.

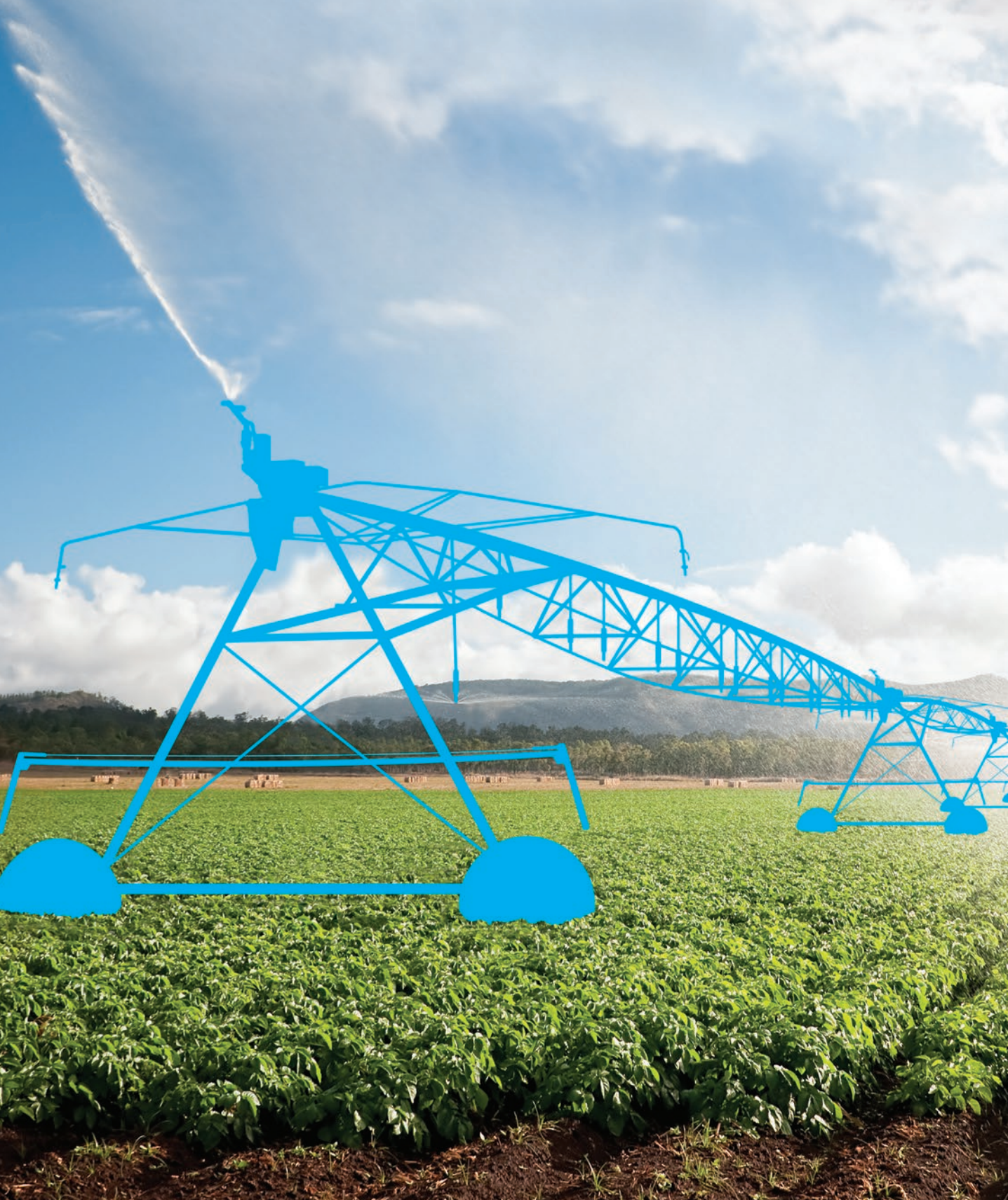
* * *

Criticità connesse alla sussistenza del presupposto della continuità aziendale

Come descritto in precedenza, la forte diversificazione dei core business, una significativa percentuale della marginalità riveniente da attività regolate o comunque relativamente inelastiche alla situazione congiunturale, i piani di mitigazione già individuati e pronti ad essere attivati in caso di criticità consentono di non ravvisare situazioni di criticità tale da pregiudicare la continuità aziendale.

3

Scenario e Mercato



3.1 Quadro macroeconomico

Consuntivo

L'attività economica globale, dopo la forte contrazione avvenuta in primavera per effetto della pandemia e dei relativi lockdown ha evidenziato, soprattutto nei paesi avanzati, un recupero superiore alle attese nei mesi estivi ed un rallentamento nel quarto trimestre dell'anno per effetto della nuova ondata pandemica. Secondo la stima del Fondo Monetario Internazionale, il calo dell'economia globale nel 2020 è stato del -3,5% contro il -4,4% indicato lo scorso ottobre.

Per quanto riguarda le economie avanzate migliora la stima per il PIL americano, atteso in contrazione del 3,4% (rispetto al -4,3% stimato a ottobre) grazie alla ripresa dei consumi avvenuta nella seconda parte dell'anno. L'economia cinese, secondo i dati pubblicati dall'Ente nazionale di Statistica di Pechino, è aumentata del 2,3% nel 2020 risultando l'unico Paese in crescita in questa difficile situazione globale. La Cina è riuscita a contenere il virus nella fase iniziale, segnando una contrazione del PIL pari al -6,8% nel primo trimestre dell'anno, e a far ripartire l'economia soprattutto nell'ultimo trimestre 2020 dove il PIL è aumentato del 6,5%. Tra i Paesi emergenti l'India ha registrato un crollo dell'8% mentre in Brasile, nonostante la gestione della pandemia sia stata fallimentare, il PIL è sceso al -4,5%.

Secondo la stima preliminare del Fondo Monetario Internazionale il PIL dell'Area Euro segnerà un -7,2% nell'anno 2020. Pur con differenze notevoli le conseguenze del COVID-19 hanno lasciato un segno pesante sulle principali economie europee con un PIL 2020 stimato a -5,4% per la Germania, -9,0% per la Francia e un -11,1% per la Spagna.

Le stime del PIL italiano, per l'intero anno 2020, formulate da Istat, Banca d'Italia e Fondo Monetario Internazionale convergono verso una contrazione attorno al 9%, dopo il timido +0,3% del 2019. Per il quarto trimestre dell'anno la previsione è di una diminuzione del 3,5% rispetto al trimestre precedente, evidenziando un calo marcato nell'industria e nell'agricoltura a fronte di un sostanziale ristagno del terziario.

L'inflazione nell'Area Euro, secondo quanto comunicato da Eurostat, ha registrato in dicembre un calo dello 0,3%, in linea con il dato del mese precedente, a causa soprattutto del contributo negativo dei beni energetici (-6,9%). Nella media dell'anno 2020 l'inflazione acquisita è pari ad un +0,3%.

In Italia, secondo le stime preliminari dell'Istat, nel mese di dicembre 2020 l'indice nazionale dei prezzi al consumo (NIC) registra per l'ottavo mese consecutivo una variazione negativa pari al -0,2%. Nella media dell'anno i prezzi al consumo registrano la medesima diminuzione, ovvero -0,2%, a fronte del +0,6% del 2019, portando così l'Italia in deflazione (è la terza volta dal 1954). La variazione annua negativa dell'indice NIC è imputabile prevalentemente all'andamento dei prezzi dei beni energetici (-8,4% rispetto al 2019) al netto dei quali l'inflazione rimane positiva e in lieve accelerazione rispetto all'anno precedente.

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 21 gennaio 2021 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 gennaio 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 almeno fino alla fine del 2023.

Dall'inizio dell'anno ad oggi la quotazione del tasso di cambio EUR/USD ha registrato sensibili oscillazioni che l'hanno portato a toccare massimi di oltre 1,18 e minimi di circa 1,06. L'emergenza COVID-19, i

conseguenti interventi delle banche centrali (FED e BCE in prima linea) e le misure annunciate dai governi più toccati dall'epidemia sono stati i maggiori driver di questo andamento altalenante. Il tasso di cambio medio EUR/USD si è attestato a 1,14 dollari nel 2020, in aumento dell'1,9% rispetto all'anno precedente, a causa del deprezzamento del dollaro nella seconda parte dell'anno per effetto soprattutto della risposta accomodante della Federal Reserve alla crisi sanitaria in atto.

Le prospettive

Il Fondo Monetario Internazionale, nell'aggiornamento di gennaio del World Economic Outlook, migliora leggermente il quadro per l'economia globale. Il PIL mondiale crescerà nel 2021 del 5,5% (+0,3% rispetto alla stima di ottobre) e per il 2022 conferma una crescita del 4,2%. Le revisioni al rialzo sono imputabili soprattutto all'avvio delle vaccinazioni contro il COVID-19 che creano la speranza di un'inversione di tendenza della pandemia entro la fine dell'anno. Permangono preoccupazioni sulle prospettive di ripresa nel breve termine per effetto di nuove ondate di contagi e nuove varianti del virus.

Secondo il Fondo Monetario Internazionale Stati Uniti e Giappone dovrebbero ritornare ai livelli di fine 2019 a partire dalla seconda parte del 2021. Il PIL negli Stati Uniti è atteso in aumento del 5,1% quest'anno (+2,0% rispetto alla stima di ottobre) grazie alle misure di sostegno economico e al nuovo piano anti-COVID varati dall'amministrazione Biden. Nell'anno 2022 l'economia americana si attesterà invece a +2,5% (dal +2,9% previsto ad ottobre). Il PIL del Giappone, dopo il -5,1% del 2020, dovrebbe salire al +3,1% nel 2021 (revisione al rialzo di +0,8%) e al +2,4% nel 2022. La Cina accelererà quest'anno la sua corsa con un balzo a +8,1%, per poi espandersi di un +5,6% nel 2022. L'India dovrebbe crescere dell'11,5% nell'anno in corso per poi registrare un +6,8% nel 2022. Migliorate le stime per il Brasile che dovrebbe crescere del +3,6% nel 2021 e del +2,6% nel 2022. Anche la Russia è attesa in crescita del +3,0% quest'anno e del +3,9% nel prossimo.

Per quanto concerne l'Area Euro il PIL nel 2021 crescerà meno delle attese segnando un +4,2% (1,0% in meno rispetto alle previsioni di ottobre) per poi assestarsi ad un +3,6% nel 2022. Per quanto riguarda i singoli Paesi europei la locomotiva tedesca crescerà quest'anno del 3,5% (-0,7% rispetto alla stima di ottobre) e del +3,1% nel 2022. Il PIL francese è previsto in aumento del 5,5% nel 2021 (contro +6,0% della stima precedente) per segnare un +4,1% nel 2022 mentre per la Spagna si stima un PIL in crescita del 5,9% quest'anno e del +4,7% nel 2022. Migliora la stima per il PIL della Gran Bretagna atteso in ripresa del +4,5% nel 2021 per salire al +5,0% nel 2022 (fonte: Fondo Monetario Internazionale).

Il Fondo Monetario Internazionale rivede al ribasso la stime di crescita per l'Italia nel 2021: si passa da un +5,2% previsto ad ottobre ad un incremento più contenuto del +3,0%. Migliora la stima per il 2022 con un PIL atteso a +3,6% (+1,0% rispetto alla stima di ottobre) grazie ad una graduale ripresa degli scambi internazionali ed alla moderata espansione della domanda interna.

L'inflazione a livello internazionale resterà molto bassa nei prossimi anni: al di sotto dei target fissati dalle banche centrali nelle economie avanzate (attorno all'1,5%) e sotto la media storica nei mercati emergenti (poco più del 4%).

Secondo le previsioni di dicembre formulate dagli esperti della BCE l'inflazione nell'Area Euro è stimata all'1,0% nel 2021, all'1,1 % nel 2022 e all'1,4% nel 2023.

L'inflazione in Italia dovrebbe rimanere al di sotto dell'1,0% sia quest'anno che il prossimo risentendo degli ampi margini di capacità inutilizzata che dovrebbero frenare gli aumenti salariali e le politiche di prezzo delle imprese; è prevista all'1,1% 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. Sulla scia della BCE anche la Federal Reserve ha comunicato che continuerà ad usare tutti i poteri a sua disposizione "con forza ed in modo aggressivo" fino a quando non si vedranno risultati concreti circa la certezza di aver intrapreso una solida strada verso la ripresa.

Le proiezioni macroeconomiche, formulate dagli esperti della Banca Centrale Europea nel mese di gennaio, indicano un tasso di cambio EUR/USD pari a 1,23 nel triennio 2021-23 prevedendo che il dollaro mantenga il trend di deprezzamento per effetto della politica accomodante della Federal Reserve e dei notevoli stimoli all'economia varati dall'amministrazione Biden.

3.2 Andamento del mercato energetico

Energia elettrica

Per quanto attiene lo scenario del mercato elettrico nazionale il fabbisogno netto di energia elettrica in Italia nel 2020 è stato pari a 302.751 GWh (fonte: Terna) in riduzione (-5,3%) rispetto al 2019; in termini destagionalizzati e corretti per calendario e temperatura, la variazione rimane inalterata.

La produzione netta di energia nell'anno 2020 è stata pari a 273.108 GWh in calo del 3,8% rispetto all'esercizio precedente. Nello specifico, per quanto concerne le fonti da produzione rinnovabile, risultano in aumento sia quella fotovoltaica (+9,6%) che quella idroelettrica anche se in misura contenuta (+0,8%); evidenzia invece un calo la fonte eolica (-7,4%). In forte diminuzione la produzione termoelettrica che evidenzia un -6,4% rispetto all'anno precedente e si attesta a 175.376 GWh. La produzione nazionale, al netto dei consumi da pompaggio, ha coperto il 90,2% della richiesta di energia elettrica mentre le importazioni nette hanno soddisfatto la restante parte. Nel 2020 il 41,7% della produzione nazionale netta è stata generata da fonti energetiche rinnovabili.

Il valore medio del PUN Base Load nel 2020 ha evidenziato una diminuzione del 25,7% seguendo una tendenza comune a tutte le principali quotazioni elettriche europee attestandosi a 38,9 €/MWh contro i 52,3 €/MWh del 2019. La dinamica ribassista del PUN, cominciata già a partire dal secondo semestre 2019 in concomitanza al trend discendente delle quotazioni del gas al PSV, si acuisce nel contingente contesto di emergenza sanitaria che ha caratterizzato il 2020. Il PUN ha registrato valori estremamente bassi con minimi storici nel mese di maggio (quotazione pari a 21,79 €/MWh) per poi iniziare la risalita raggiungendo nel mese di dicembre il valore di 54,0 €/MWh con un prezzo superiore del 24,7% rispetto al dicembre all'anno precedente. Quotazioni medie in diminuzione anche per il prezzo nelle ore di alto carico (-23,6% per il PUN Peak Load che si attesta a 44,6 €/MWh). Il prezzo medio nelle ore a basso carico (PUN Off-Peak) evidenzia una riduzione del 27,1% attestandosi a 35,7 €/MWh. Per l'anno 2021 le curve forward indicano prezzi di PUN Base Load con valori medi prossimi ai 58,3 €/MWh.

Gas Naturale

Nel 2020 i consumi di gas naturale in Italia tornano in calo rispetto all'anno precedente (-4,1%) attestandosi a 70.727 Mmc: livello più basso degli ultimi quattro anni (fonte: Snam Rete Gas). La riduzione dei consumi appare concentrata nella prima parte dell'anno ed in particolare nei mesi caratterizzati dal lockdown nazionale indotto dall'emergenza sanitaria; si è registrata un'apprezzabile ripresa nell'ultima parte dell'anno. Tali dinamiche riflettono quanto osservato nei settori termoelettrico ed industriale i cui consumi scendono rispettivamente a 24.459 Mmc (-5,3%) e 13.221 Mmc (-5,7%). Minore il calo registrato dai consumi del settore civile che si attestano a 30.930 Mmc (-2,3%) con livelli che risultano, comunque, tra i più bassi di sempre.

Dal lato offerta la minore domanda ha determinato un calo delle importazioni a 65.941 Mmc (-6,7%) che hanno rappresentato il 94,5% del fabbisogno nazionale al netto dell'andamento dello stoccaggio. L'analisi per punti di entrata mostra una netta riduzione dell'import tramite gasdotto che interessa sia Tarvisio (con leggera ripresa dei volumi nella seconda parte dell'anno) che Passo Gries (flussi provenienti dal Nord Europa) e Gela (flussi da Libia); in controtendenza solo l'import dall'Algeria a Mazara. Si segnala, inoltre, l'avvio nel mese di novembre dell'operatività del nuovo gasdotto (TAP) con punto di ingresso a Melendugno. La produzione nazionale risulta in flessione del 14,6% attestandosi a 3.853 Mmc.

Per quanto concerne le quotazioni il prezzo medio del gas al TTF per il 2020 è stato pari a 9,3 €/MWh, in diminuzione del 31,1% rispetto al 2019. Il prezzo medio del gas al PSV nel 2020 è stato pari a 10,4 €/MWh, in diminuzione del 35,5% rispetto al 2019. Nello specifico la dinamica ribassista appare concentrata nel primo semestre del 2020 ed in particolare nel mese di giugno, quando la quotazione raggiunge i livelli più bassi di sempre (5,9 €/MWh); i prezzi risultano successivamente in progressiva risalita con un picco a 16,3 €/MWh nel mese di dicembre. Per l'anno 2021 le curve forward indicano prezzi del gas al PSV con valori medi prossimi ai 18,5 €/MWh.

L'andamento delle rispettive quotazioni ha determinato un differenziale PSV-TTF per il periodo in esame pari a 1,0 €/MWh, in diminuzione rispetto al differenziale del 2019 (pari a 2,5 €/MWh). Il mercato del gas al PSV tende a confermare anche per l'anno 2021 uno spread strutturale rispetto al TTF, anche se in contrazione: le curve forward prevedono un differenziale nell'intorno di 0,7 €/MWh.

Petrolio e carbone

Nel 2020 prosegue la flessione delle quotazioni del petrolio con un valore medio pari a 43,2 \$/bbl, ovvero una contrazione del 32,6% rispetto a quanto consuntivato nell'anno precedente (64,1 \$/bbl). L'andamento infra-annuale mostra, ad eccezione del mese di gennaio, prezzi costantemente al di sotto dei livelli del 2019 ed in progressiva riduzione fino ad aprile, quando il Brent tocca valori tra i più bassi di sempre, attestandosi a 26,8 \$/bbl; ripresa dei prezzi a partire da maggio con l'anno che chiude con quotazioni prossime ai 50,2 \$/bbl. Il lieve apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro (1,14 USD/EUR, +1,9%) accentua la dinamica ribassista delle quotazioni espresse in €/bbl (-33,6%). Per il 2021 le curve forward indicano prezzi con valori medi prossimi ai 54,4 \$/bbl.

Secondo quanto comunicato dall'Energy Information Administration (EIA) la domanda mondiale di petrolio nell'anno 2020 si è attestata in media a 92,2 milioni di barili al giorno, in calo di 9,0 milioni di barili al giorno rispetto al 2019. Per il 2021 la domanda è prevista in aumento di 5,6 milioni di barili al giorno e di ulteriori 3,3 milioni di barili al giorno nel 2022.

Relativamente alla produzione mondiale di petrolio i paesi non-OPEC vedono, nell'anno 2020, una diminuzione di circa 2,3 milioni di barili al giorno con la Russia e gli Stati Uniti che evidenziano il calo maggiore. L'EIA stima che la produzione di petrolio greggio dell'OPEC sia stata in media di 25,6 milioni di barili al giorno nel 2020 (media annuale più bassa dal 2002) registrando un calo di 3,7 milioni di barili al giorno rispetto al 2019. Per quanto concerne le prospettive, l'EIA prevede che la produzione di petrolio non-OPEC aumenterà di 1,2 milioni di barili al giorno nel 2021 e di 2,3 milioni nel 2022. La produzione di greggio OPEC raggiungerà una media di 27,2 milioni di barili al giorno nel 2021 ed una media di 28,2 milioni di barili al giorno nel 2022.

Le quotazioni del carbone nel corso del 2020 hanno evidenziato un trend decrescente registrando il livello di minimo nel mese di maggio, con una quotazione pari a 38,5 \$/tonn, per poi risalire portandosi nel mese di dicembre ad un valore pari a 66,8 \$/tonn. Nella media del 2020 il prezzo si è attestato a 50,0 \$/tonn evidenziando una contrazione del 16,9% rispetto a quanto consuntivato nell'anno precedente (60,2 \$/tonn). Il lieve apprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro intensifica la dinamica ribassista delle quotazioni espresse in euro (-18,3%) rispetto al 2019. Per l'anno 2021 le curve forward indicano prezzi con valori medi prossimi ai 65,9 \$/tonn.



4

Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A



Green Deal UE

Il Green Deal (GD) è una Comunicazione dell'11 dicembre 2019 con le priorità della Commissione Von der Leyen incentrate sull'impegno per lo sviluppo sostenibile e la lotta ai cambiamenti climatici con l'obiettivo di rafforzare la leadership EU in qualità di principale mercato globale in grado di influenzare le politiche internazionali e condividere le politiche con le comunità locali.

Il GD prevede che tutte le politiche EU siano coerenti con gli obiettivi ambientali e costituisce parte integrante della strategia per l'Agenda 2030 dell'ONU e per i Sustainable Development Goals, prevedendo un lavoro di affiancamento agli Stati membri nel quadro della nuova governance con specifici focus sui settori energia, trasporti, ed economia circolare.

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

A marzo 2020 la Commissione ha pubblicato una proposta di Climate Law per perseguire l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050 (per quella data azzerare le emissioni nette di CO₂). A luglio 2020 sono state pubblicate le due Comunicazioni sull'idrogeno e sulla Energy System Integration mentre nell'autunno si è conclusa la consultazione sul Carbon Border Adjustment Mechanism, strumento previsto dal GD per tutelare l'industria europea dall'importazione di beni prodotti in Paesi extra-UE che hanno regole meno stringenti in termini di emissioni di CO₂.

A valle delle consultazioni in corso, entro l'estate 2021 saranno riviste le Direttive ETS (con l'obiettivo di assicurare un effettivo carbon pricing per l'economia ed aumentare l'impegno di tutti i settori come, ad esempio, il residenziale), RED (sulle fonti rinnovabili) e EED (sull'efficienza energetica).

La Commissione ha, inoltre, lanciato iniziative specifiche per rafforzare l'impegno strategico nella c.d. sectoral integration (i.e. gestione sinergica dei diversi vettori energetici, anche attraverso sistemi di accumulo), nello sviluppo della filiera dell'idrogeno, nell'economia circolare, nella mobilità sostenibile e per la riqualificazione energetica degli edifici (c.d. "Renovation wave").

Al fine di assicurare l'aderenza di tutta la legislazione EU con gli obiettivi del GD, la Commissione ha posto in revisione anche le State Aid Guidelines per Energia e Ambiente (che saranno approvate nel 2021 con decorrenza 2022) e la Tassonomia per gli investimenti sostenibili.

Per raggiungere gli obiettivi del GD sono richiesti investimenti pubblici massicci in grado di indirizzare quelli privati verso gli obiettivi di sostenibilità: dovranno essere garantiti 260 miliardi di euro di investimenti aggiuntivi all'anno (1,5% del PIL EU) – per questa ragione la Commissione presenterà un Sustainable Europe Investment Plan. Inoltre, il 25% del Budget UE dovrà essere destinato alle azioni per il clima, oltre a proventi diretti da destinare a questo scopo (i.e. imposte su imballaggi di plastica non riciclabili e possibile allocazione del 20% delle revenues dell'ETS). Sarà rivisto anche il ruolo dell'Innovation and Modernisation Fund (BEI) oltre agli strumenti previsti dal Programma Horizon 2020. Con il varo del c.d. Recovery Fund conseguente all'emergenza pandemica, la Commissione ha incanalato notevoli risorse finanziarie per il rilancio dell'economia (per l'Italia circa 210 miliardi di euro) con la previsione di destinarne una parte rilevante ai settori delle rinnovabili, dell'efficienza energetica, dell'economia circolare, delle infrastrutture energetiche, dell'accumulo e dell'idrogeno.

Tassonomia per gli investimenti sostenibili

Il 12 luglio 2020 è entrato in vigore il Regolamento 2020/852 (UE) sulla Tassonomia per gli investimenti sostenibili, nell'ambito del quale la Commissione è stata incaricata di presentare dei criteri di screening degli investimenti sostenibili, tramite l'adozione di sei "atti delegati" volti a definire i requisiti tecnici che dovranno dimostrare le iniziative classificabili come sostenibili alla luce della Tassonomia stessa (ed in particolare la rilevanza del contributo ambientale fornito dalle diverse tecnologie e i possibili rischi sugli altri obiettivi individuati dal Reg. 2020/852).

A seguito dell'accordo politico tra gli Stati Membri e della definizione di un Report tecnico da parte di un technical expert group dedicato, il 20 novembre 2020 sono stati posti in consultazione i primi due atti delegati, relativi alle attività di adattamento e mitigazione dei cambiamenti climatici. La proposta della Commissione, applicabile con decorrenza 1° gennaio 2022, è attesa nel primo semestre 2021 e sarà sottoposta all'approvazione del Consiglio EU.

La rilevanza della Tassonomia dipende dall'invasività che avrà sulle Direttive (rinnovabili, efficienza energetica, economia circolare) e soprattutto sui canali di finanziamento per le attività green (dal Recovery Fund agli incentivi nazionali). Ciò riguarda in particolare gli asset che, come per il settore gas e del wa-

ste-to-energy, non sono stati inclusi nella Tassonomia anche se necessari alla transizione verso la decarbonizzazione.

Meccanismo unionale di finanziamento dell’energia rinnovabile

Il Regolamento di esecuzione (UE) 2020/1294 della Commissione ha introdotto, da inizio 2021, l’avvio del meccanismo unionale di finanziamento dell’energia rinnovabile e che ha l’obiettivo di sostenere la realizzazione in un altro Stato (ospitante), anche al di fuori dell’UE, di progetti riguardanti le fonti energetiche rinnovabili. Il meccanismo permetterà, tramite prestiti e/o sovvenzioni, di agire su due obiettivi specifici dell’EU: consentire agli Stati membri di colmare l’eventuale divario rispetto alla traiettoria indicativa di promozione delle rinnovabili (32% del consumo lordo di energia finale al 2030) e contribuire ad un quadro comunitario favorevole agli investimenti in capacità rinnovabile.

Il meccanismo, aperto anche al contributo dei privati, prevede meccanismi di ripartizione statistica dei benefici nello sviluppo di nuova capacità rinnovabile. Sarà gestito dalla Commissione EU che formulerà gli inviti riunendo i potenziali investitori ed ospitanti, in coerenza con la Direttiva sulle fonti rinnovabili (RED 2) e la Tassonomia per la finanza sostenibile. Sono attualmente in corso le survey della Commissione propedeutiche alla redazione del primo invito.



4.1 Business Unit Generazione e Trading

Provvedimenti regolatori adottati a fronte dell'emergenza sanitaria COVID-19

In considerazione delle difficoltà di prevedere correttamente il profilo di prelievo dei consumi e del manifestarsi di prezzi MSD significativamente diversi rispetto ai valori MGP, con le Delibere 121/2020/R/eel e 207/2020/R/eel l'Autorità ha previsto, a decorrere dal 10 marzo e fino al 30 giugno, l'applicazione di un meccanismo di cap & floor ai prezzi di valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità di consumo e per le unità di produzione non abilitate.

Con riferimento alla disciplina del capacity market, Terna S.p.A. è intervenuta con riferimento alle consegne 2022 e 2023, 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 prorogato per un periodo pari alla proroga concessa per l'inizio del periodo di consegna. I nuovi termini sono:

- presentazione dei titoli autorizzativi per la capacità nuova non autorizzata: entro il 31 dicembre 2020 (per la consegna 2022) ed entro il 30 giugno 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).

Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva

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 (pari a circa 180-200 milioni di euro/anno) raccolto tramite le bollette di energia elettrica e corrisposto tramite l'applicazione di due corrispettivi (CAP1 e S) agli impianti di generazione abilitati alla fornitura di servizi di dispacciamento e che risultano disponibili nei giorni critici.

Nel 2020, sulla base della Delibera 437/2019/R/eel, sono state liquidate le partite relative al capacity payment per circa 26 milioni di euro.

Il D.Lgs. n. 379 del 2003 aveva, inoltre, previsto che a regime la remunerazione della disponibilità si sarebbe dovuta basare su un meccanismo di mercato (capacity market), in seguito disegnato dalla Delibera ARG/elt 98/11. Tale meccanismo consiste, tecnicamente, in un contratto per le differenze ad una via ovvero un'asta in cui gli operatori assegnatari acquisiscono il diritto a ricevere un premio (in €/MW/anno) a fronte dell'obbligo di offrire tutta la capacità impegnata su MGP e la capacità non accettata in esito ai mercati dell'energia (MGP e MI) su MSD, restituendo alla controparte Terna 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 da parte della Commissione, il MiSE con il DM 28 giugno 2019 ha approvato la disciplina di Terna S.p.A. (dopo parere positivo di ARERA rilasciato con Delibera 281/2019/R/eel) prevedendo:

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

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

- i cap al premio: 75.000 €/MW/anno per la capacità nuova, 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente (coincidente con quello previsto per la capacità estera);
- il valore minimo di investimento per la capacità nuova che può richiedere contratti di 15 anni pari a 209.000 €/MW;
- i criteri per la determinazione del prezzo strike attraverso l'indicizzazione dell'elemento a copertura del prezzo del gas mensile che riflette l'andamento del mercato, oltre alla previsione di un meccanismo di mitigazione del rischio prezzo in caso di emergenza gas.

Con la Delibera 364/2019/R/eel ARERA ha espresso parere di conformità alle Disposizioni Tecniche di Funzionamento, poste in consultazione da Terna S.p.A., mentre con Delibera 365/2019/R/eel ha stabilito le modalità di determinazione e copertura degli oneri netti derivanti dal meccanismo per gli anni 2022 e 2023 prevedendo:

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

A2A S.p.A., nel corso delle aste svoltesi il 6 e il 28 novembre 2019, si è aggiudicata tutta la capacità offerta, ovvero circa 5 GW/anno per complessivi 340 milioni di euro di premio sul biennio di consegna 2022-2023. Circa 0,24 GW per il 2023 e 0,12 GW per il 2022 sono relativi a capacità di nuova realizzazione. Il prezzo di aggiudicazione dell'asta è stato pari a 33.000 €/MW/anno per la capacità esistente e a 75.000 €/MW/anno per 15 anni per la capacità nuova.

Alcuni operatori (tra cui Tirreno Power S.p.A. e Axpo Italia S.p.A.) e l'Associazione Italia Solare hanno presentato ricorso per l'annullamento del DM MiSE 28 giugno 2019 e 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 è fissata per il 24 marzo 2021 e il contenzioso a livello UE è verosimile che possa concludersi in contemporanea all'udienza del TAR. A2A S.p.A., insieme ad altri operatori, si è costituita quale parte contro interessata sia in ambito italiano sia UE per difendere la legittimità dell'assegnazione.

A giugno 2020 l'Italia ha presentato alla Commissione Europea l'"Implementation Plan", un documento che illustra le misure in atto o pianificate per superare il problema di adeguatezza che ha giustificato l'introduzione del meccanismo di remunerazione della capacità in Italia (adempiendo all'articolo 20 del Regolamento UE 943/2019). Lo scorso ottobre la Commissione Europea ha espresso opinione favorevole al Piano richiedendo alcune modifiche.

Attualmente sono in fase di valutazione le attività propedeutiche per bandire ulteriori aste del capacity market per le consegne dal 2024 in poi.

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 in considerazione del fatto che l'elettrodotto Sorgente-Rizziconi che collega la Sicilia al Continente potrebbe non essere sempre disponibile (ad esempio per manutenzione) e il mercato della zona Sicilia risulta al momento ancora corto in termini di offerta. La Delibera prevede 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 al di sotto di un cap proposto dalla stessa società che assicuri al contempo la copertura dei costi fissi, dei costi variabili di gestione ed un'equa remunerazione, oltre che un risparmio per il sistema, essendo tale livello di reintegro inferiore rispetto al calcolo previsto dal regime di essenzialità standard (ex Delibera 111/06). La contrattualizzazione pluriennale di San Filippo del Mela consente, pertanto, la gestione in utile dell'impianto, garantendo al sistema il mantenimento della sicurezza con un beneficio in termini di risparmio sui costi complessivi.

Nel 2020 l'Autorità ha disposto:

- con la Delibera 381/2020/R/eel la liquidazione di 8,6 milioni di euro corrispondenti al saldo del corrispettivo di reintegro relativo all'anno 2017;

- con la Delibera 451/2020/R/eel la liquidazione di 20,6 milioni di euro come secondo acconto relativo all'anno 2019;
- con la Delibera 530/2020/R/eel la liquidazione di 27,7 milioni di euro come primo acconto relativo all'anno 2020.

Nel 2020 ARERA ha anche accolto due istanze di A2A Energiefuture S.p.A. riferite al costo variabile riconosciuto:

- con la Delibera 87/2020/R/eel è stata confermata l'applicazione delle percentuali standard utilizzate per il calcolo della componente a copertura del corrispettivo di sbilanciamento valide per l'anno 2016 (2% in entrambi i versi di sbilanciamento) per l'intero periodo contrattuale 2017-2021, così da tenere conto delle specificità tecniche della centrale di San Filippo del Mela (è stato possibile il recupero di circa 900.000 euro sul periodo 2017-2019);
- con la Delibera 442/2020/R/eel è stato confermato per il 2020 il riconoscimento di un prezzo di approvvigionamento del combustibile calcolato in base alla formula proposta dalla società che tiene conto dei prodotti quotati approvvigionati, riproporzionati in modo da ottenere il livello di riferimento di zolfo conforme alla regolamentazione ambientale prevista per la centrale.

Infine, tenuto conto delle condizioni del sistema elettrico siciliano, Terna S.p.A. ha dichiarato «essenziale» la centrale anche successivamente al 31 dicembre 2021 e con Delibera 269/2020/R/eel l'Autorità ha approvato l'istanza per il reintegro costi per l'anno 2022 senza la previsione di impegni sugli importi riconosciuti (complessivamente il reintegro si stima in 82 milioni di euro sul biennio 2021-2022).

Valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici

La Delibera n. 111/06 definisce le regole per il calcolo dei prezzi di sbilanciamenti da applicarsi agli scontramenti tra i programmi di immissione e di consumo e le effettive produzioni e prelievi. Il contenimento degli sbilanciamenti è auspicabile perché favorisce la riduzione dei costi che ricadono sulla bolletta dei clienti finali in quanto Terna S.p.A., a fronte di più accurate previsioni da parte degli utenti del dispacciamento, utilizza minori risorse per il bilanciamento in tempo reale del sistema.

Per tale ragione la disciplina degli sbilanciamenti è stata oggetto di diversi interventi di modifica da parte dell'Autorità al fine di allineare la regolazione alla necessità di un'efficiente configurazione di mercato spingendo gli operatori ad effettuare previsioni di produzione e consumo sempre migliori, evitando fenomeni di arbitraggio tra i prezzi sui diversi mercati.

Periodo luglio 2012-agosto 2014 (escluso giugno 2014)

Relativamente al periodo luglio 2012-agosto 2014 (escluso giugno 2014), in ragione del ricorso proposto da alcuni operatori, le Delibere 342/2012/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel sono state annullate dal giudice amministrativo, per difetto di motivazione sull'urgenza dei provvedimenti e per difetto di consultazione. Terna S.p.A. ha, quindi, effettuato i ricalcoli dei prezzi di sbilanciamento applicando la disciplina previgente e le fatture di conguaglio, nonostante le contestazioni da parte delle società del Gruppo A2A, sono state direttamente compensate al 30 giugno 2015 (per un controvalore lordo di circa 6,8 milioni di euro).

L'Autorità con Delibera 333/2015/R/eel ha avviato un procedimento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi tra il 2012 e il 2014.

A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.), Edipower S.p.A. (ora A2A S.p.A.) e A2A Energia S.p.A. hanno presentato ricorso al TAR Lazio contro i ricalcoli effettuati da Terna S.p.A. in quanto la stessa non avrebbe tenuto conto di questo avvio di procedimento. Dopo circa un anno di consultazioni la Delibera 333/2016/R/eel ha chiuso il procedimento di valorizzazione degli sbilanciamenti per il periodo 2012-2014 disponendo entro il 1° novembre 2016 la restituzione da parte di Terna S.p.A. alle società del Gruppo A2A dell'ammontare compensato a giugno 2015.

Le Delibere sono state oggetto di un lungo contenzioso amministrativo. A giugno 2020 il Consiglio di Stato ha pronunciato la prima sentenza a favore dell'operato dell'Autorità e avverso uno dei ricorrenti, definendo la giurisprudenza di riferimento per gli ulteriori ricorsi pendenti. Tale pronunciamento ha consentito al Gruppo di confermare nel 2020 gli importi già incassati nel 2016.

Periodo gennaio 2015-giugno 2016

A giugno 2016, considerato il significativo incremento dei costi di sbilanciamento, l'Autorità ha avviato un'indagine al fine di verificare eventuali condotte sui mercati all'ingrosso lesive del diritto degli utenti finali e degli altri operatori ad una corretta determinazione del valore delle risorse del dispacciamento, nonché di annullare gli eventuali impatti di tali condotte in termini di incremento dei prezzi di sbilanciamento.

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

- A2A Energia S.p.A., A2A Trading S.r.l. (ora A2A S.p.A.), Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) ed Enercity S.r.l. (ora Suncity Energy S.r.l.) a cui è stata notificata la Delibera 342/2016/E/eel;
- A2A Energiefuture S.p.A. a cui è stata notificata la Delibera 459/2016/E/eel.

Tali procedimenti si sono conclusi con:

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

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

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

Linea Più S.p.A. (ora A2A Energia S.p.A.) ha proposto ricorsi 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 provvedimento prescrittivo ed è ad oggi pendente l'appello verso il Consiglio di Stato (udienza di merito fissata per il prossimo 20 maggio).

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.

Il 6 luglio 2020 è stata pubblicata la prima sentenza del Consiglio di Stato in accoglimento di un ricorrente e avverso l'operato dell'Autorità. Il giudice amministrativo non ha contestato il potere sanzionatorio di ARERA (confermando che gli sbilanciamenti strategici sono illeciti) ma ha rilevato difetti di istruttoria e motivazione, annullando il relativo provvedimento prescrittivo, fatto salvo il potere di riesame dell'Autorità. Sulla base di tale sentenza, in data 24 settembre il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso di A2A Energia S.p.A. avverso il provvedimento prescrittivo e Terna S.p.A. ha provveduto a compensare, lo scorso novembre 2020, l'importo di 3,9 milioni di euro. Alla luce del potere di riesame dell'Autorità, il Gruppo ha stabilito l'accantonamento di un fondo di pari importo.

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 disaccantonamento.

Di seguito le principali caratteristiche dell'asta che si è svolta il 20 febbraio 2019:

- contingente 500 MVar/anno e durata del contratto pari a 10 anni;
- tetto di spesa: 500 MVar*Reservation Price (RP in €/MVar/anno) o prezzo massimo selezionabile, non noto ai partecipanti, definito da Terna S.p.A. sulla base dei benefici attesi dalla contrattualizzazione a termine ed approvato dall'Autorità;
- asta del tipo pay as bid con selezione delle offerte non superiori al RP e priorità a risorse disponibili già dal 1° marzo 2020, in ordine crescente di prezzo, poi a risorse disponibili dal 1° luglio 2020 ed, infine, dal 1° ottobre 2020 (tre finestre temporali di ingresso);

- previsti fino a 4 round di gara. La selezione termina al 1° round se si raggiunge la quantità obiettivo rispettando il RP e il tetto di spesa. In alternativa si procede con altri 3 round.

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

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

La competenza 2020 è pari a circa 3,5 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 tutto il residuo periodo di diritto a ricevere CV e che si somma ai ricavi di vendita sul mercato. Tale incentivo (I) è pari a:

- $I = k \times (180 - Re) \times 0,78$;
- 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 2020 l'incentivo (I) è stato di 99,05 €/MWh (con Re 2019 è pari a 53,01 €/MWh).

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

Dal 1° gennaio 2016 gli incentivi sono erogati trimestralmente dal GSE entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento e sulla base della sottoscrizione di una convenzione e previa registrazione e validazione degli impianti sul portale del GSE.

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

Il 14 giugno 2019 la Commissione UE ha approvato, ai sensi della disciplina sugli aiuti di Stato, il nuovo schema di sostegno per le rinnovabili elettriche e il 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.

A dicembre 2019, il GSE ha avviato una consultazione sulla definizione del contratto-tipo per l’assegnazione degli incentivi: tale contratto di diritto privato deve essere stipulato dal soggetto responsabile per ogni singolo impianto a seguito del conseguimento del diritto di accesso agli incentivi e sarà approvato da ARERA.

A gennaio 2020, come previsto dal DM FER1, il GSE ha avviato una consultazione sulla “Piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili”.

Nell’ambito dell’emergenza COVID-19, il Governo è intervenuto con il Decreto Legge 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 hanno 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 gennaio 2021 con il DPCM del 7 ottobre 2020, il GSE ha proceduto ad aggiornare i termini degli adempimenti in particolare in relazione ai Decreti FER.

Nelle prime aste per l’accesso agli incentivi, aperte il 30 settembre 2019, il 31 gennaio 2020 e il 30 giugno 2020, 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 31 dicembre 2020 gli incentivi erogati dal GSE sono pari a 60,6 milioni di euro.

Tipologia incentivo GSE milioni di euro	31 12 2020		
	A2A	LGH	B.U. ENERGIA
Feed in tariff	27,2	2,1	29,3
Tariffa omnicomprensiva	5,8		5,8
Conto Energia (FV)	25,3	0,2	25,4
Totale	58,2	2,3	60,6

Concessioni idroelettriche di grande derivazione

La Legge n. 12/2019, di conversione del DL 14 dicembre 2018, n. 135 (c.d. DL Semplificazioni), ha modificato con l’art. 11-quater la disciplina delle concessioni idroelettriche di grande derivazione (impianti aventi una potenza nominale maggiore di 3 MW).

In precedenza tali concessioni, qualora scadute, erano esercitate dai concessionari in regime di prosecuzione temporanea, a condizioni immutate ai sensi dell’art. 12, comma 8 bis, del D.Lgs. 79/1999 in attesa dell’avvio delle gare per la riassegnazione, le quali si sarebbero basate su criteri definiti da un DM concertato tra MiSE e MATTM, e adottato d’intesa con la Conferenza Unificata Stato-Regioni, che non è mai stato emanato.

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.

Per le concessioni scadute esercitate in regime di prosecuzione temporanea è, inoltre, imposto un canone aggiuntivo.

L’art. 11 quater L. 12/2019 ha abrogato il citato comma 8 bis dell’art. 12 del D.Lgs. 79/1999.

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 avrà 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 annualmente 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 monetizzazione dell’adempimento.

Per le concessioni in regime di prosecuzione temporanea è, infine, disposto in Regione Lombardia un canone aggiuntivo annuo pari a 20 euro/kW, a titolo ricognitorio.

In considerazione del sopra descritto contesto normativo, il 12 giugno 2020 il Presidente del Consiglio dei Ministri ha presentato ricorso per illegittimità costituzionale contro la legge regionale lombarda circa alcuni rilevanti profili della predetta normativa regionale. Sono state, altresì, impugnate avanti la Corte Costituzionale da parte del Governo anche le leggi regionali in materia di grandi derivazioni idroelettriche della Regione Piemonte e della Provincia autonoma di Trento.

Le concessioni di grande derivazione di A2A S.p.A. ubicate in Valtellina (per una potenza nominale di concessione pari a circa 200 MW) sono per la maggior parte scadute¹ ed 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 il quale A2A S.p.A. aveva impugnato le delibere regionali recanti le condizioni di prosecuzione temporanea di tale concessione, inclusa la revoca dell’esenzione parziale dai canoni demaniali. Pertanto, per Premadio 1, A2A S.p.A. ha proceduto al pagamento della relativa 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 Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche.

Le annualità pregresse non versate del canone aggiuntivo - inerenti le concessioni scadute di A2A S.p.A. e Linea Green S.p.A.⁴ 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.

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 stata 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 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 d’esercizio.

Le altre concessioni idroelettriche di A2A S.p.A. (impianti di Mese, Udine e della Calabria per una potenza nominale complessiva pari a circa 345 MW) hanno scadenza al 2029. Si aggiungono, inoltre, le 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.

Trasporto e misura del gas naturale per il V periodo regolatorio (2020-2023)

La Delibera 114/2019/R/gas ha approvato i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il V periodo regolatorio (RTTG 2020-2023) mentre i corrispettivi 2020 sono stati approvati con Delibera 201/2019/R/gas. In accordo con le disposizioni del Codice TAR (Regolamento (UE) 460/2017) il nuovo periodo tariffario è caratterizzato da alcune novità metodologiche:

- è confermata la suddivisione della struttura della tariffa e dei corrispettivi che la compongono tra componenti capacitive (applicate ai punti di entrata e di uscita dalla rete) e componenti legate ai volumi trasportati. In relazione alle componenti capacitive è confermata la ripartizione entry-exit 40(entry)-60(exit) dei costi relativi alla rete nazionale mentre, a differenza del periodo tariffario precedente, i costi della rete regionale vengono attribuiti al 100% alla componente exit. Il rapporto complessivo risulta pari a 28(entry)-72(exit);
- ai fini del calcolo dei corrispettivi unitari della tariffa, l'Autorità ha adottato il metodo CWD-Capacity-Weighted Distance. L'Autorità ha provveduto ad applicare uno sconto del 50% al corrispettivo di entrata da/uscita verso impianti stoccaggio derivante dall'applicazione della metodologia CWD. Sono stati, inoltre, ridotti da 3 a 1 i punti di entrata/uscita da stoccaggio, da 6 a 1 le aree di uscita e sono state accorpate in 10 hub i punti di entrata da produzioni nazionali;
- è definita una tariffa bundled (costituita da un unico corrispettivo che include i corrispettivi di uscita e riconsegna) a partire da ottobre 2020. Per l'anno termico 2019-2020 i conferimenti di capacità sono stati effettuati sia ai punti di uscita sia ai punti di riconsegna (PdR) e per il periodo transitorio 1° gennaio – 30 settembre 2020 sono stati applicati i corrispettivi pro-forma CP_u^N (applicato ai conferimenti ai punti di uscita di interconnessione tra rete nazionale e rete regionale) e CP_u^R (applicato ai conferimenti su rete regionale). In relazione a quest'ultimo, vengono determinati due distinti corrispettivi in funzione della distanza dei PdR dalla rete nazionale (\leq 15 km). Con riferimento ai PdR sottesi ai city gate, l'Autorità ha previsto la riforma delle modalità di conferimento che, per effetto della Delibera 110/2020/R/gas entrerà in vigore al 1° ottobre 2021, prevedendo:
 - la determinazione d'ufficio della capacità di trasporto dei PdR sottesi ai city gate;
 - il conferimento da parte dell'impresa di trasporto della capacità a ciascun UdB funzionale alla fornitura dei PdR serviti;
 - il superamento del sistema di penali di scostamento per i PdR sottesi ai city gate;
- il corrispettivo variabile CV_u , funzionale alla copertura dei costi operativi, GNC, autoconsumi, perdite e costi ETS, viene applicato al quantitativo di gas prelevato da un punto di uscita della rete (compresi i punti di uscita verso gli stoccaggi e i punti di interconnessione con l'estero);
- è introdotto un nuovo corrispettivo volumetrico (CV_{FC}) finalizzato al recupero delle somme relative ai fattori correttivi dei ricavi, applicato ai PdR e ai punti di uscita verso gli stoccaggi;
- con riferimento alla tariffa di misura, viene adottata un'articolazione tariffaria che, a fronte della possibilità per i clienti finali direttamente connessi alla rete di trasporto di cedere la proprietà e gestione dell'impianto di misura all'impresa di trasporto, prevede l'introduzione di una componente tariffaria CM^{CF} , applicata alla capacità conferita ai PdR che alimentano clienti finali, la cui titolarità dell'impianto di misura è in capo all'impresa di trasporto;
- con riferimento alle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del sistema gas, sono state introdotte alcune novità, tra cui l'eliminazione della componente tariffaria ϕ e l'applicazione della componente CRV^{FG} ai PdR che alimentano le reti di distribuzione e a quelli che alimentano clienti finali diretti allacciati alle reti regionali, in luogo dei volumi di gas immessi nella rete nazionale.

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

- si registra un aumento generale dei corrispettivi 2020 rispetto al 2019. I punti di entry risultano i più penalizzati (+20% per Tarvisio, +96% per Passo Gries) e si osserva un riassorbimento in parte delle differenze tariffarie tra Nord e Sud. In aumento anche i costi di entry dai terminali di rigassificazione (+290% per Olt). Più contenuti gli aumenti in exit ad eccezione dell'exit stoccaggio (+71%). Gli aumenti tariffari sono imputabili sia alla nuova metodologia tariffaria sia all'aumento dei ricavi che devono essere riconosciuti alle imprese di trasporto;
- per gli impianti termoelettrici del Gruppo A2A, rispetto al 2019, l'effetto della modifica regolatoria comporta - a parità di conferimento - una diminuzione dei costi fissi al 2021 di circa 6,4 milioni di euro e - a parità di prelievo di gas - un aumento dei costi variabili pari a circa 8,5 milioni di euro nel 2020 e di 6,8 milioni di euro nel 2021.

Si segnala, da ultimo, che il TAR Milano, accogliendo il ricorso di un operatore, ha annullato le tariffe di trasporto per il V periodo regolatorio, ritenendo che l'impostazione adottata dall'Autorità violi il DL n.

83 del 2012 che le imponeva di “adeguare il sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale secondo criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas naturale”: la ripartizione entry-exit 40%-60% dei costi relativi alla rete nazionale risulta, invece, penalizzante per i soggetti con maggiore consumo di gas naturale e si pone in contrasto con la normativa UE. Avverso tale sentenza l'Autorità ha proposto ricorso al Consiglio di Stato, tramite Delibera 17/2021/C/gas. Lo stesso TAR Milano aveva già annullato le tariffe di trasporto per il periodo transitorio 2018-2019: anche avverso tale annullamento l'Autorità ha proposto ricorso (Delibera 103/2020/C/gas).

Settlement gas: nuova disciplina dal 1° gennaio 2020

Il settlement gas consiste nella gestione, pianificazione ed attuazione dei programmi volti a garantire l'equilibrio e il bilanciamento del sistema nazionale. La disciplina definita da ARERA ha l'obiettivo di assicurare un'efficiente erogazione dei servizi di bilanciamento del gas, in particolare con riferimento alla determinazione delle partite fisiche ed economiche di competenza di ciascun utente (trasportatori, Utenti del Bilanciamento-UdB, Utenti della Distribuzione-UdD, venditori e clienti finali).

Con le Delibere 72/2018/R/gas e 148/2019/R/gas, ARERA ha approvato la nuova disciplina del settlement gas (TISG – Testo Integrato Settlement Gas), entrata in vigore il 1° gennaio 2020: all'interno di tale disegno, rilevanti sono i ruoli del Responsabile del Bilanciamento (Snam Rete Gas S.p.A.) e del Sistema informativo integrato (SII – gestito da Acquirente Unico S.p.A.), che ha in capo le attività di profilazione, aggregazione delle misure, calcolo del prelievo annuo e di attribuzione dei profili di prelievo.

Con la Delibera 538/2019/R/gas, al fine di limitare eventuali impatti negativi per gli operatori derivanti dall'applicazione della nuova metodologia di settlement in presenza di conferimenti di capacità effettuati in un periodo antecedente, ARERA ha introdotto alcune soluzioni transitorie per il calcolo degli scostamenti, prevedendo fino al 31 maggio 2020:

- la “depenalizzazione dei superi di capacità”: le penali sono determinate nella misura del valore minimo tra la penale calcolata sulla base dell'allocato secondo la nuova metodologia e la penale calcolata sulla base dell'allocato riproporzionato sull'immeso giornaliero;
- l'introduzione di sessioni di conferimento per la revisione al rialzo delle capacità. Eventuali incrementi di capacità sono stati applicati retroattivamente fino ad ottobre 2019.

Inoltre, nel corso del 2020, il nuovo meccanismo ha presentato alcune criticità per le quali ARERA è intervenuta a più riprese. Si segnalano, in particolare:

- Delibera 181/2020/R/gas: ha previsto la rielaborazione straordinaria dei bilanci definitivi da gennaio ad aprile 2020 con l'applicazione di criteri specifici per sanare le anomalie registrate;
- Delibera 222/2020/R/gas: ha integrato il TISG con riferimento alla comunicazione, nell'ambito delle attività nella responsabilità del SII, delle anomalie rilevate alle imprese di distribuzione, agli UdB e agli UdD. Facendo seguito a tale Delibera, Snam Rete Gas S.p.A. ha elaborato una procedura per la correzione dei prelievi che non hanno positivamente superato specifiche verifiche di coerenza. Tale Procedura ha dispiegato i suoi effetti per tutti i bilanci di trasporto dei mesi del 2020, ad eccezione di quello relativo del mese di gennaio (già chiuso al momento della pubblicazione) ed ha permesso al Gruppo di contenere gli impatti delle allocazioni anomale, pur non sterilizzandoli completamente, non essendo prevista la possibilità di rettificare dati palesemente anomali ma non considerati tali dai filtri delle verifiche di coerenza;
- Delibera 521/2020/R/gas: ha esteso a tutto l'anno termico 2019-2020 la “depenalizzazione dei superi” di cui alla Delibera 538/2019/R/gas precedentemente citata e ha previsto la possibilità di incrementi di capacità da ottobre a dicembre 2020 ai fini del calcolo dei corrispettivi di scostamento;
- Delibera 3/2021/R/gas: ha concesso la possibilità di rettificare anche i dati di prelievo anomali ma non intercettati dalle verifiche di cui all'Articolo 9 del TISG, consentendo al Gruppo A2A di neutralizzare gli ulteriori scostamenti anomali non già gestiti.

Infine, la Delibera 451/2019/R/gas ha definito le modalità di approvvigionamento da parte di Snam Rete Gas S.p.A. dei quantitativi di gas necessari al funzionamento del sistema, c.d. gas di sistema (ψ), somma di autoconsumi, perdite di rete, GNC, variazioni di linepack, differenza tra gas immesso e prelevato nelle reti di distribuzione. Tale quantitativo è approvvigionato giornalmente in un comparto di MP-GAS denominato AGS (approvvigionamento gas di sistema).

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 pari 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.p.A. ed Enerxenia S.p.A. (ora ACEL Energie) hanno presentato istanza di accesso alla CSEA per complessivi 21,7 milioni di euro che saranno liquidati in tre sessioni comprese tra il 1° aprile 2020 e il 31 dicembre 2021. Con riferimento agli importi di competenza della BU Generazione e Trading, pari a 12,2 milioni di euro, lo scorso 31 dicembre CSEA ha liquidato il 50% dell'importo spettante, pari a circa 6 milioni di euro.

4.2 Business Unit Mercato

Provvedimenti regolatori adottati per far fronte all'emergenza sanitaria COVID-19

Per far fronte all'impatto che l'emergenza sanitaria COVID-19 ha avuto sugli operatori e sui clienti finali, e al conseguente rischio di insoluti lungo l'intera filiera, l'Autorità ha adottato una serie di provvedimenti specifici, bilanciando le esigenze dei vari stakeholders coinvolti. Con riferimento alle imprese di vendita, le principali disposizioni adottate sono le seguenti:

- differimento dei termini degli adempimenti regolatori nei confronti dell'Autorità (tra cui le raccolte dati e lo svolgimento delle procedure di conciliazione). Inoltre, per tener conto delle disposizioni limitative prese a tutela della salute pubblica, l'Autorità ha ampliato l'utilizzo della causale «forza maggiore» anche in ambiti regolatori dove non era precedentemente prevista per giustificare il mancato rispetto di obblighi/standard prestazionali (Delibere 59/2020/R/com e 94/2020/R/com);
- introduzione di deroghe alla disciplina delle garanzie di cui al CADE e al CDRG, e facoltà, nei mesi di aprile, maggio, giugno e luglio, per i venditori e per i distributori di versare importi inferiori a quelli fatturati, entro determinati limiti definiti da ARERA. Gli importi non versati saranno saldati entro la fine del 2020 ai sensi della Delibera 248/2020/R/com (Delibera 116/2020/R/com e s.m.i.);
- sospensione delle procedure di tutela del credito di cui al TIMG e al TIMOE per tutti i clienti fino al 3 maggio, con proroga fino al 17 maggio per i soli clienti domestici, e proposta obbligatoria di rateizzazione nei confronti dei clienti in tutela e PLACET (Delibera 60/2020/R/com);
- istituzione presso la CSEA di un apposito conto di gestione straordinario, destinato a garantire il finanziamento delle iniziative a sostegno dei clienti finali connesse all'emergenza epidemiologica COVID-19, per un importo pari a 1,5 miliardi di euro (medesima Delibera 60/2020/R/com);
- sospensione dei termini di pagamento fino al 30 aprile 2020, e successiva rateizzazione obbligatoria ai clienti siti negli 11 comuni della iniziale «zona rossa» (Delibera 75/2020/R/com);
- in ragione della criticità nella consegna della corrispondenza, l'Autorità ha previsto la facoltà agli esercenti i servizi di tutela, e con riferimento ai contratti PLACET di inoltrare le bollette anche in formato elettronico (Delibera 117/2020/R/com);
- in considerazione delle difficoltà di prevedere correttamente il profilo di prelievo dei consumi e del manifestarsi di prezzi MSD significativamente diversi rispetto ai valori MGP, con le Delibere 121/2020/R/eel e 207/2020/R/eel l'Autorità ha previsto, a decorrere dal 10 marzo e fino al 30 giugno, l'applicazione di un meccanismo di cap & floor ai prezzi di valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità di consumo e per le unità di produzione non abilitate.

Legge Concorrenza 2017 e cessazione 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 2022 per i clienti domestici elettrici e gas e le microimprese elettriche⁵. Il Milleproroghe ha spostato ulteriormente la data dal 1° gennaio 2022 al 1° gennaio 2023.

L'Autorità, pur nelle more degli adempimenti governativi, con la Delibera 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 libero⁶.

Per il periodo 1° gennaio-30 giugno 2021 (regime provvisorio) il STG verrà erogato dagli attuali esercenti la maggior tutela a condizioni economiche e contrattuali pressoché invariate mentre, a partire dal 1° luglio 2021 (regime definitivo), il STG verrà erogato da operatori selezionati tramite asta secondo queste indicazioni:

- le Procedure Concorsuali - organizzate da Acquirente Unico S.p.A. che predispone il relativo Regolamento - dovranno concludersi entro il 31 maggio 2021;
- l'assegnazione a regime avrà durata triennale (1° luglio 2021 - 30 giugno 2024);
- le aste riguarderanno 9 lotti di clienti (il più possibile omogenei per tasso di morosità) con applicazione di un tetto massimo definito dal DM MiSE 31 dicembre 2020 in relazione alle aree aggiudicabili da un singolo operatore pari a 35% dei volumi totali;

⁵ In accordo alla definizione comunitaria le microimprese elettriche hanno meno di 10 dipendenti ed un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

⁶ Il perimetro di questo primo lotto riguarderà 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, alla data del 31 dicembre 2020, non avevano ancora scelto una fornitura nel mercato libero.

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

- offerta economica sul parametro β espresso in €/MWh a copertura dei costi di commercializzazione e sbilanciamento non già riconosciuti da ARERA e a fronte del quale i partecipanti si impegnano ad erogare il STG nel lotto indicato;
- aste a doppio turno con aggiudicazione del lotto al ribasso sul parametro β espresso in €/MWh;
- alle offerte presentate a partire dal primo turno di gara, è applicato: un cap, differenziato per area territoriale, e un floor (entrambi ancora non noti).

Per il Gruppo A2A parteciperà alle aste la società A2A Energia S.p.A..

Le condizioni contrattuali applicate ai clienti saranno invariate rispetto a quelle della maggior tutela mentre le condizioni economiche vedranno l'introduzione di un "corrispettivo unico nazionale" (determinato dalla ponderazione dei parametri offerti in asta nelle diverse aree).

Da ultimo, si è 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 2022.

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

La Delibera 576/2019/R/eel ha aggiornato per il 2020 le componenti RCV e PCV a copertura dei costi di commercializzazione, rispettivamente, per la maggior tutela elettrica e per il mercato libero elettrico. L'impatto complessivo a livello di Gruppo A2A è stato pari a 800.000 euro.

La Delibera 577/2019/R/gas ha aggiornato per il 2020 la componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio del gas. L'impatto complessivo a livello di Gruppo A2A è stato pari a 4,7 milioni di euro.

Con le Delibere 603/2020/R/gas e 604/2020/R/eel le componenti QVD, RCV e PCV sono state aggiornate per il 2021. L'impatto stimato a livello di Gruppo A2A è pari a 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.

PCV €/POD/anno	2019	2020	2021
	Unico nazionale	Unico nazionale	Unico nazionale
POD domestici	65,38	65,12	65,44
POD usi diversi	121,84	125,64	124,71

RCV €/POD/anno	2019		2020		2021	
	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici	26,26	28,97	26,94	29,91	24,42	26,67
POD usi diversi	51,54	76,02	49,44	71,17	47,42	65,83

	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici	39,77	42,53	41,55	44,10	41,19	42,66
POD usi diversi	71,81	116,30	69,67	101,78	72,00	107,73

	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud	C-Nord	C-Sud
POD domestici	20,97	23,13	21,55	23,92	19,54	21,34
POD usi diversi	41,15	60,69	39,55	56,94	37,93	52,67

QVD €/POD/anno	2019		2020		2021	
	€/PDR/anno	c€/mc	€/PDR/anno	c€/mc	€/PDR/anno	c€/mc
PDR domestico	60,23	0,7946	63,61	0,7946	62,74	0,7946
POD condominio uso domestico < 200.000	79,11	0,7946	83,55	0,7946	82,39	0,7946

Ulteriori meccanismi di copertura dei costi efficienti sulla maggior tutela elettrica

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

- nel mese di marzo A2A Energia S.p.A. ha presentato istanza di accesso al meccanismo relativo alla fuoriuscita dei clienti dal servizio di maggior tutela, finalizzato a riconoscere l'ulteriore costo fisso connesso ad un tasso di uscita dei clienti verso il mercato libero maggiore rispetto a quanto implicitamente riconosciuto nell'ambito della definizione della componente RCV (PUC 2019), per un importo pari a circa 250.000 euro (liquidato ad ottobre);
- nel mese di aprile A2A Energia S.p.A. ha presentato istanza di accesso al meccanismo di compensazione della morosità dei clienti finali di cui al TIV, finalizzato a riconoscere eventuali oneri legati alla morosità eccedenti l'unpaid ratio già considerato ai fini dell'aggiornamento della componente RCV (COMP 2019), per un importo pari a 1,3 milioni di euro (liquidato a dicembre).

Prescrizione biennale dei consumi di energia elettrica e gas naturale

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

La Legge prevedeva inizialmente che la prescrizione non fosse riconosciuta al cliente nel caso in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo fosse a questi imputabile, tuttavia il comma 295 dell'articolo 1 della Legge di Bilancio 2020 ha rimosso tale fattispecie, prevedendo il riconoscimento della prescrizione biennale anche nei casi di accertata responsabilità del cliente, e introducendo di fatto una responsabilità oggettiva in capo agli operatori della filiera, in particolar modo quelli preposti all'attività di misura, pur in assenza di un accertamento specifico di colpe o inefficienze del loro operato.

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

Al riguardo si cita la recente chiusura dei procedimenti istruttori avviati da AGCM nei confronti di alcune società di vendita con l'irrogazione di una sanzione complessiva di 12,5 milioni di euro. L'Antitrust ha, infatti, accertato l'ingiustificato rigetto delle istanze di prescrizione biennale presentate dagli utenti, a causa della tardiva fatturazione dei consumi di luce e gas, in assenza di elementi idonei a dimostrare che il ritardo fosse dovuto alla responsabilità dei consumatori.

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 media o alta tensione oppure di soli punti in bassa tensione con oltre 50 dipendenti o con un fatturato annuo superiore a 10 milioni di euro.

A2A Energia S.p.A. è stata selezionata, tramite procedura concorsuale pubblica, per il periodo 1° gennaio 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 MWh.

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;

- la somma dei corrispettivi a copertura dei costi relativi al servizio di dispacciamento (con esclusione dei costi per lo sbilanciamento effettivo e del corrispettivo di non arbitraggio);
- i corrispettivi a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura e degli oneri e maggiorazioni di sistema definiti da ARERA;
- il corrispettivo CSAL a copertura degli oneri per la morosità, applicato ai sensi dell'articolo 29, comma 11, del TIV (Testo Integrato della disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e salvaguardia).

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

Con Determina DSAI/65/2018/com l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio e prescrittivo nei confronti di A2A Energia S.p.A. volto ad accertare violazioni in materia di fatturazione dei consumi energetici, relativamente alla presunta applicazione di specifici corrispettivi ai clienti finali per la ricezione delle fatture in formato cartaceo. La società ha tempestivamente presentato una proposta di impegni che è stata approvata e resa vincolante dalla Delibera 389/2019/S/com, in tal modo chiudendo il relativo procedimento sanzionatorio.

Gli impegni sono stati espletati nel 2020, comportando un esborso pari a circa 2 milioni di euro.

Legge di Bilancio 2020 e gestione del credito

La Legge di Bilancio 2020, all'art. 1 comma 291, prevede che *«i gestori di servizi di pubblica utilità e gli operatori di telefonia, di reti televisive e di comunicazioni elettroniche hanno l'obbligo di trasmettere agli utenti le comunicazioni con cui si contestano, in modo chiaro e dettagliato, gli eventuali mancati pagamenti di fatture e si comunica la sospensione delle forniture in caso di mancata regolarizzazione, con adeguato preavviso, non inferiore a quaranta giorni, tramite raccomandata con avviso di ricevimento»*. Tale norma è stata trasposta nel TIMG e nel TIMOE con la Delibera 219/2020/R/com, che ha impattato sulle performance di gestione del credito prevedendo:

- che la comunicazione al cliente possa essere effettuata esclusivamente con raccomandata con avviso di ricevimento o PEC;
- che la richiesta di sospensione della fornitura per i clienti gas ed elettrici MT/AT possa essere presentata al distributore non prima di 40 giorni solari dalla data di notifica della comunicazione di costituzione in mora;
- che tali tempistiche per i clienti elettrici in BT siano ridotte a 25 giorni solari (l'intervento tecnico di sospensione avverrebbe, comunque, non prima di 40 giorni solari dalla data di notifica).

Tali disposizioni determinano un incremento dell'esposizione finanziaria degli operatori e un peggioramento delle performance e degli indici correlati alla gestione del credito.

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.

In relazione alle istanze presentate lo scorso 31 maggio da A2A Energia S.p.A., Lumenergia S.p.A., ACEL Energie S.p.A. ed Enerxenia S.p.A. (ora ACEL Energie), con riferimento agli importi di competenza della BU Mercato, pari a 9,4 milioni di euro, lo scorso 31 dicembre CSEA ha liquidato alle singole società il 25% dell'importo spettante, pari a circa 4,7 milioni di euro.

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 dei Trasporti 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.

Al fine di facilitare la diffusione dei veicoli elettrici nell'ottica della transizione energetica, con riferimento alle tematiche di propria competenza, l'Autorità ha attivato, nel corso del 2020, due focus group, con l'obiettivo di valutare e approfondire, insieme ai diversi stakeholder, le possibili modifiche alla regolazione per quanto riguarda la ricarica in ambito privato e in ambito pubblico.

Con riferimento alla ricarica in ambito privato, la Delibera 541/2020/R/eel prevede 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 MiSE per l'implementazione di tale dettato normativo.

Con riferimento all'integrazione tra veicoli elettrici e rete elettrica, tramite la fornitura di servizi, il MiSE ha emanato il DM 30 gennaio 2020, con cui ha stabilito criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia "vehicle to grid", che prevede la modalità V2G (scambio di potenza da/verso la rete) e V1G (modulazione del prelievo dalla rete). Il DM stabilisce il riconoscimento di un contributo forfettario a copertura dei costi per i dispositivi e i sistemi di misura necessari per garantire l'interazione tra veicoli elettrici e rete e la possibilità di includere le IdR all'interno delle UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste, di cui al progetto pilota Terna S.p.A. ex Delibera 300/2017/R/eel per l'apertura di MSD a unità non già abilitate), demandando all'Autorità la definizione della regolazione di dettaglio, per la quale sono in corso le attività propedeutiche.

4.3 Business Unit Ambiente

Provvedimenti regolatori adottati a fronte dell'emergenza sanitaria COVID-19

Per far fronte all'impatto che l'emergenza sanitaria COVID-19 ha avuto sugli operatori del ciclo integrato rifiuti, l'Autorità ha adottato i seguenti provvedimenti:

- la Delibera 59/2020/R/com ha disposto il differimento al 1° luglio 2020 dei termini di applicazione del TITR connessi agli elementi informativi minimi che devono essere garantiti agli utenti e alla trasmissione dei dati da parte dei gestori delle attività operative al gestore dell'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti;
- la Delibera 75/2020/R/com ha sospeso i termini di pagamento di fatture/avvisi di pagamento emessi/da emettere per le utenze site nei Comuni di cui all'Allegato 1 del DPCM del 1° marzo 2020 con successiva rateizzazione degli importi dovuti e sospensione della morosità;
- la Delibera 102/2020/R/rif ha richiesto informazioni ai gestori e agli Enti Territorialmente Competenti (ETC) relativamente agli eventuali oneri aggiuntivi sostenuti per il servizio;
- la Delibera 158/2020/R/rif ha introdotto dei fattori di rettifica per scontare l'impatto della TARI per le utenze non domestiche le cui attività, per effetto dell'emergenza sanitaria, sono state sospese nonché la previsione di specifiche tutele per le utenze domestiche in stato di disagio economico sociale;
- la Delibera 238/2020/R/rif ha aggiornato il Metodo Tariffario Rifiuti (MTR) già approvato per il periodo 2018-2021, introducendo la possibilità di copertura già nel 2020, attraverso specifiche componenti, sia dei costi straordinari connessi all'emergenza sia della scontistica applicata e prevista dalla Delibera 158/2020/R/rif anche alla luce delle informazioni raccolte a seguito della Delibera 102/2020/R/rif. In seguito, la Delibera 493/2020/R/rif ha prorogato la possibilità di utilizzo di tali componenti anche nel 2021, alla luce del perdurare dell'emergenza.

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

La Delibera 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, compatibilmente con le tempistiche previste per l'approvazione della TARI da parte dei Consigli Comunali la cui scadenza è stata prorogata al 30 settembre 2020 per effetto della Legge di conversione del DL n. 34/2020 (c.d. Decreto Rilancio).

MTR prevede che i costi riconosciuti ai Gestori siano determinati a partire da quelli effettivi rilevati nell'anno di riferimento (a-2) risultanti da fonti contabili obbligatorie⁷ 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 nel 2020 con decorrenza 1° gennaio 2021.

MTR si basa sul principio del full cost recovery e stabilisce che le entrate tariffarie possono crescere di anno in anno tramite l'applicazione del meccanismo del price cap entro un certo limite massimo all'incremento. Gli ETC 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);

⁷ 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.

- 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.

La Delibera 158/2020/R/rif, allo scopo di armonizzare l'applicazione delle agevolazioni a favore delle utenze non domestiche la cui attività è stata sospesa a causa dell'emergenza, ha fissato le riduzioni della parte variabile delle tariffe (distinte in base al periodo di chiusura forzata) secondo il metodo normalizzato ex DPR 158/99. La medesima delibera ha, inoltre introdotto, nelle more di una disciplina organica, la possibilità per gli ETC di prevedere agevolazioni per le utenze domestiche più vulnerabili sotto forma di "bonus sociale". Si segnala che questi sono stati i primi interventi diretti di ARERA sull'articolazione tariffaria lato utenti.

La Delibera 238/2020/R/rif, tenuto conto dell'emergenza sanitaria, ha previsto le seguenti disposizioni integrative di MTR, applicabili discrezionalmente da parte dell'ETC:

- nuove componenti per maggiori/minori costi COVID sostenuti/non sostenuti nel 2020 che entrano nel limite di crescita delle entrate tariffarie;
- una clausola integrativa dei contratti di servizio che impegni il gestore subentrante a corrispondere i conguagli già quantificati ed approvati dall'ETC al gestore uscente;
- la possibilità di rinvio a conguaglio delle componenti a copertura delle scontistiche per le utenze previste dalla Delibera 158/2020/R/rif;
- la possibilità di richiedere a CSEA un'anticipazione sul 2020 delle minori entrate tariffarie connesse alle scontistiche applicate alle utenze non domestiche, da restituire entro il 31 dicembre 2023.

In data 30 dicembre 2019 Amsa S.p.A. e A2A Ambiente S.p.A. hanno, singolarmente e per diverse motivazioni, presentato ricorso al TAR Lombardia verso la Delibera 443/2019/R/rif. A valle dell'udienza di merito tenutasi il 27 maggio 2020, in data 30 giugno il TAR Milano ha depositato le sentenze di rigetto di entrambi i ricorsi.

Con la Delibera 493/2020/R/rif, l'Autorità ha, inoltre, aggiornato il metodo tariffario rifiuti ai fini della predisposizione dei PEF 2021, con riferimento ai valori monetari già previsti nella Delibera 443/2019/R/rif ed estendendo al 2021 alcune delle facoltà introdotte per fronteggiare l'emergenza epidemiologica da COVID-19 con la Delibera 238/2020/R/rif.

Nel 2020 le società del Gruppo hanno provveduto alla redazione dei PEF "grezzi" 2020, per ambito regolato e per singolo affidamento, rettificando ed allocando le voci di costo secondo la nuova metodologia definita da ARERA. I PEF finali 2020, 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 che, in assenza di Enti di Governo dell'Ambito come nel caso della Regione Lombardia, coincidono con l'amministrazione comunale, tenuta a garantire idonei requisiti di terzietà in sede di approvazione.

Tutte le società del Gruppo, che gestiscono circa 300 comuni nel territorio lombardo, hanno trasmesso la documentazione di competenza ai relativi ETC che, per quanto noto, hanno provveduto ad approvare con Delibera del Consiglio Comunale le TARI 2020 e i PEF sottesi. Nella maggior parte dei casi, in presenza di affidamenti conseguiti a valle di procedure di gara, l'ETC si è avvalso dell'applicazione dell'art. 4.5 di MTR preservando eventuali efficienze derivanti da procedure concorsuali ed applicando il valore previsto dai contratti previgenti – se inferiore al valore massimo di MTR – fatto salvo il rispetto dell'equilibrio economico-finanziario della gestione.

Nel corso del secondo semestre 2020, ARERA ha pubblicato le delibere di approvazione dei PEF 2020 ex MTR proposte dal Comune di Milano (gestito da Amsa S.p.A.), dal Comune di Cremona (gestito da Linea Gestioni S.p.A.) e dal Comune di Paderno Dugnano (gestito da Amsa S.p.A. in RTI con Econord S.r.l.), 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.

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

Acsm Agam Ambiente S.r.l. ha promosso ricorso per l'annullamento della deliberazione del Consiglio Comunale del Comune di Varese n. 41 del 24 settembre 2020 recante "Tassa sui rifiuti (TARI). Approvazione piano economico finanziario e determinazione degli importi unitari di tariffa per l'anno 2020 davanti al TAR Lombardia la Delibera n.41 del 24 settembre 2020 di approvazione del PEF 2020" nella misura applicativa del Contratto di servizio di proroga tecnica, chiedendo l'integrazione della maggiore somma dovuta a titolo di corrispettivo per il servizio di igiene urbana reso nel 2020 al Comune di Varese. 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. Il TAR ha ritenuto che tale danno non è irreparabile stante la perduranza del rapporto contrattuale in essere tra Comune di Varese e Acsm Agam Ambiente S.r.l. e, quindi, integrabile in qualsiasi momento fino a quando durerà il rapporto. Si resta in attesa che venga calendarizzata l'udienza di merito aggiornando la durata contrattuale della proroga attualmente in essere sino al 30 aprile 2021.

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

La Delibera 444/2019/R/rif disciplina gli obblighi di trasparenza verso gli utenti tramite l'istituzione del "Testo integrato in tema di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti" (TITR) per il periodo di regolazione 1° aprile 2020-31 dicembre 2023 (a causa dell'emergenza COVID, la decorrenza è stata rinviata al 1° luglio 2020). Gli obblighi si applicano al gestore del servizio integrato dei rifiuti (inclusi i Comuni in economia) e al gestore che svolge la gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti, qualora tali attività siano svolte da soggetti distinti (inclusi i Comuni spesso titolari di tale attività).

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

Nel corso del 2021, ARERA prevede di integrare la disciplina della qualità con ulteriori disposizioni relative alla qualità contrattuale (ed in parte tecnica) delle prestazioni erogate, nonché con la predisposizione di schemi tipo del contratto di servizio tra enti affidanti e gestori del servizio (cfr. avvio del procedimento con Delibera 362/2020/R/rif). Tali interventi dovrebbero trovare applicazione dal 2022.

Incentivazione del biometano utilizzato nel settore dei trasporti

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

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

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

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

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

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

A completamento del quadro in materia di incentivazione, nel mese di dicembre 2018 sono stati pubblicati gli schemi di contratto che il GSE stipulerà con i produttori per la regolazione dell’incentivo sull’immissione in consumo di biometano avanzato nella rete del gas naturale, con destinazione specifica nei trasporti mediante riconoscimento del valore dei CIC.

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

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

Al fine di accelerare il processo di transizione verso la decarbonizzazione il DM MiSE 30 dicembre 2020 ha introdotto un incremento delle quote d’obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, biocarburanti avanzati e biocarburanti avanzati diversi dal biometano dal 2021, incrementando lo spazio a disposizione per gli investimenti nel settore e compensando i possibili effetti legati alla diminuzione dell’uso di combustibili fossili per autotrazione legata alla situazione contingente. In particolare, nel 2021 l’obbligo di immissione di biocarburanti salirà al 10% e quello dei biocarburanti avanzati al 2% (al 2,5% nel 2022 ed al 3% nel 2023). Il DM ha, inoltre, introdotto una quota minima (0,5% nel 2021 e 0,6% nel 2022) di biocarburanti avanzati diversi dal biometano e ha modificato il metodo di calcolo dell’obbligo tradizionale, definito come differenza tra la percentuale di obbligo complessivo e le percentuali dei tre obblighi avanzati.

End of Waste ovvero cessazione della qualifica di rifiuto

La Sentenza del Consiglio di Stato n. 1229/2018 aveva stabilito che l’art. 184-ter del D.Lgs. 152/2006 non consentiva alle Amministrazioni locali di autorizzare la “cessazione della qualifica di rifiuto” (c.d. End of Waste - EoW) nella modalità “caso per caso”, essendo tali criteri necessariamente stabiliti a livello statale o europeo. A valle di tale sentenza, si era creato uno “stallo” normativo ed una rilevante incertezza per gli investimenti nel settore del recupero dei rifiuti, proprio mentre la nuova Direttiva 2018/851 del Pacchetto UE sull’Economia Circolare di fatto riabilitava il c.d. “caso per caso”.

Per superare questa impasse, la Legge 128/2019 di conversione del DL “Salva Imprese” all’art. 14 ha riformato la qualifica di “cessazione della qualifica di rifiuto” in coerenza con la Direttiva 2018/851 (recepita nell’ordinamento nazionale con il D.Lgs. 116/2020): secondo la nuova norma, la possibilità del “caso per caso” in procedura ordinaria (ex. art. 208 TUA o AIA) in capo alle amministrazioni competenti (Provincia/Regione) viene riabilitata nel rispetto di determinate prescrizioni tecniche e amministrative.

Da evidenziare, tuttavia, che nell’ambito di tali prescrizioni a livello centrale (MATTM) sono stati attribuiti

compiti di accertamento e di controllo, da effettuare col supporto di ISPRA, relativamente al rispetto dei requisiti previsti dalla Direttiva 2018/851 e della conformità con le autorizzazioni rilasciate. Tale previsione, inserita a garanzia del coordinamento centrale delle autorizzazioni rilasciate a livello locale, non elimina il rischio per gli investimenti derivante dalla possibile revoca ex post del titolo.

Dei numerosi regolamenti attesi per la definizione della qualifica EoV nelle diverse filiere di materiali, dopo quello sui PAP (prodotti assorbenti della persona), nel corso del 2020 sono stati pubblicati i Decreti «EoV» per i pneumatici fuori uso (PFU) e per la carta da macero, mentre, tra gli altri, si è in attesa di quello sui rifiuti da costruzione e demolizione previsto per il 2021.

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 imballaggio entro il 2025 (70% entro il 2030) con obiettivi diversificati per materiale.

Le direttive hanno, inoltre, introdotto l'obbligo per tutti gli Stati membri di raccogliere separatamente i rifiuti organici o assicurare il riciclo a partire dalla fine del 2023.

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

Centrale nell'applicazione della gerarchia dei rifiuti è il rafforzamento del principio della Responsabilità Estesa del Produttore (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.

Le Direttive dovevano essere recepite dai Paesi Membri entro il 5 luglio 2020.

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-quinqies 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 5 giugno 2020, n. 40 - Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 8 aprile 2020, n. 23, recante misure urgenti in materia di accesso al credito e di adempimenti fiscali per le imprese, di poteri speciali nei settori strategici, nonché interventi in materia di salute e lavoro, di proroga di termini amministrativi e processuali

Questa legge converte il Decreto Legge 8 aprile 2020, n. 23 "DL Liquidità". Oltre alle misure già entrate in vigore l'8 aprile, se ne aggiungono altre tra cui si segnala l'art. 4 bis, che amplia l'elenco dei settori di attività considerati a maggior rischio di infiltrazione mafiosa nel settore degli appalti di lavori, individuate ai sensi dell'art. 1, comma 53, della Legge n. 190/2012 (Disposizioni per la prevenzione e la repressione della corruzione e dell'illegalità nella pubblica amministrazione).

Viene inserita la nuova categoria dei servizi ambientali, che comprende le attività di raccolta, trasporto (sia nazionale che transfrontaliero, anche se svolto per conto di terzi), trattamento e smaltimento dei rifiuti, nonché le attività di risanamento, bonifica e gli altri servizi connessi alla gestione dei rifiuti.

D.Lgs. Governo 9 giugno 2020, n. 47 - Attuazione della Direttiva (UE) 2018/410 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 14 marzo 2018, che modifica la Direttiva 2003/87/CE per sostenere una riduzione delle emissioni più efficace sotto il profilo dei costi e promuovere investimenti a favore di basse emissioni di carbonio, nonché adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 2017/2392 relativo alle attività di trasporto aereo e alla Decisione (UE) 2015/1814 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 6 ottobre 2015 relativa all'istituzione e al funzionamento di una riserva stabilizzatrice del mercato

Il decreto recepisce i contenuti della Direttiva 2018/410/UE, del Regolamento (UE) 2017/2392 e della Decisione (UE) 2015/1814 e opera una riscrittura completa dell'attuale disciplina dello scambio di quote di emissione di gas a effetto serra recata dal D.Lgs. 30/2013, che viene abrogato (fatte salve le disposizioni che continuano ad applicarsi ai fini del completamento delle attività del sistema EU-ETS per il periodo 2013-2020).

D.Lgs. Governo 30 luglio 2020, n. 102

Disposizioni integrative e correttive al D.Lgs. 15 novembre 2017, n. 183, di attuazione della Direttiva (UE) 2015/2193 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 25 novembre 2015, relativa alla limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati da impianti di combustione medi, nonché per il riordino del quadro normativo degli stabilimenti che producono emissioni nell'atmosfera, ai sensi dell'articolo 17 della legge 12 agosto 2016, n. 170.

Il D.Lgs. riscrive le regole della Parte V del D.Lgs. 152/2006 sulle emissioni in atmosfera degli impianti di combustione e termici civili, apportando numerosi aggiustamenti alla disciplina, volti a razionalizzare e semplificare le procedure autorizzative, rendere più efficace il sistema dei controlli, revisionare il regime sanzionatorio, correggere alcuni refusi e colmare delle lacune normative contenute nella norma.

Tra le novità si può segnalare:

- la nuova definizione ufficiale di "emissione odorigena", che include sia le emissioni convogliate sia quelle diffuse;
- la disciplina in caso di modifica non sostanziale dello stabilimento;
- l'obbligo di riferire sempre i valori limite di emissione autorizzativi a sostanze specifiche e pertinenti con il ciclo produttivo (mai a categorie aperte o generiche di sostanze);
- chiarimenti sul divieto di autorizzazione generale alle emissioni in caso di uso di sostanze pericolose (rilevano solo le sostanze utilizzate nel ciclo produttivo da cui si originano le emissioni);
- la limitazione delle sostanze più pericolose per la salute nella maggior misura possibile dal punto di vista tecnico e dell'esercizio da sostituire non appena tecnicamente ed economicamente possibile, nei cicli produttivi da cui originano le emissioni;
- alcune sanzioni sono state derubricate da sanzioni penali a sanzioni amministrative.

Delibera Giunta Regionale Lombardia del 20 luglio 2020, n. XI/3398

Indirizzi per l'applicazione delle conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (MTD-BAT) per il trattamento dei rifiuti, ai sensi della Direttiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio (notificata con il numero c (2018) 5070), nell'ambito dei procedimenti di riesame delle Autorizzazioni Integrate Ambientali (A.I.A.).

Con la presente Delibera la Regione Lombardia ha emanato indirizzi per l'applicazione delle conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (MTD-BAT) per il trattamento dei rifiuti nell'ambito dei procedimenti di riesame delle Autorizzazioni Integrate Ambientali (A.I.A.). L'emanazione di questi indirizzi è dovuta all'opportunità di fornire, a supporto delle autorità competenti e dei gestori delle installazioni A.I.A., elementi di valutazione standard comuni a tutti gli impianti e specifici in funzione della tipologia di impianto valutata, infatti tali indirizzi sono stati creati tramite tavoli di lavoro appositamente composti da enti ed aziende del settore.

Sono poi stati definiti alcuni protocolli di accettazione e gestione dei rifiuti; in particolare si evidenziano (di interesse per gli impianti AMB situati in regione):

- protocollo di accettazione e gestione dei flussi di rifiuti liquidi industriali in un impianto di trattamento chimico-fisico e/o biologico;
- protocollo di accettazione e gestione dei rifiuti in impianti di compostaggio inclusi gli impianti integrati di digestione anaerobica e compostaggio.

Legge Regionale Lombardia del 30 settembre 2020, n. 20

Ulteriori misure di semplificazione e riduzione degli oneri amministrativi per la ripresa socio-economica del territorio lombardo.

La Lombardia ha emanato una serie di semplificazioni normative al fine di incentivare la ripresa economica a seguito dell'emergenza COVID-19. Si segnalano le novità più rilevanti:

- Art. 2 - Misure di ulteriore semplificazione dei procedimenti amministrativi di competenza regionale mediante ricorso alla conferenza di servizi decisoria. Modifiche all'articolo 13 della L.R. 1/2012;
- Art. 4 - Semplificazione dei procedimenti relativi a opere e interventi soggetti a valutazione di impatto ambientale di competenza non statale. Modifiche alla L.R. 6/2010;
- Art. 8 - Promozione dell'economia circolare mediante procedure semplificate di recupero dei rifiuti;
- Art. 12 - Riduzione fino alla metà dei termini di conclusione dei procedimenti ad istanza di parte avviati entro il 2021.

Delibera della Giunta Regionale Lombardia del 23 novembre 2020, n. XI/3903

Approvazione dei valori di fondo naturale nelle acque sotterranee per le sostanze arsenico, ione ammonio, ferro e manganese e dei nuovi valori soglia per le sostanze arsenico e ione ammonio ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera b) del Decreto Legislativo 16 marzo 2009 n. 30 "Attuazione della Direttiva 2006/118/CE relativa alla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento".

La normativa è di potenziale interesse per quanto riguarda le bonifiche di siti contaminati. La Determina è emanata ai sensi del D.Lgs. 30/2009 sulla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento, secondo il quale le Regioni possono definire valori soglia diversi da quelli previsti a livello nazionale, limitatamente alle sostanze di origine naturale e sulla base dei valori di fondo.

Su questi presupposti la Lombardia ha approvato i valori di fondo naturale per le acque sotterranee per le sostanze arsenico, ione ammonio, ferro e manganese e i nuovi valori soglia per le sostanze arsenico e ione ammonio relativi alle stazioni della rete di monitoraggio delle acque sotterranee gestita da Arpa. Tali valori sono finalizzati a determinare lo stato chimico dei corpi idrici sotterranei.

4.4 Business Unit Reti

Provvedimenti regolatori adottati a fronte dell'emergenza sanitaria COVID-19

Per far fronte all'impatto che l'emergenza sanitaria COVID-19 ha avuto sui gestori di rete e sui clienti finali, l'Autorità ha adottato una serie di provvedimenti specifici, bilanciando le esigenze dei vari stakeholder coinvolti e tenendo conto delle disposizioni normative vigenti pro tempore:

- differimento dei termini degli adempimenti regolatori nei confronti dell'Autorità (tra cui le raccolte dati e lo svolgimento delle procedure di conciliazione). Inoltre, per tener conto delle disposizioni limitative prese a tutela della salute pubblica, l'Autorità ha ampliato l'utilizzo della causale «forza maggiore» anche in ambiti regolatori dove non era precedentemente prevista per giustificare il mancato rispetto di obblighi/standard prestazionali (Delibere 59/2020/R/com e 94/2020/R/com);
- la Delibera 190/2020 ha reso operativa la misura prevista dal DL Rilancio, ossia sconti alle bollette elettriche dei BT Altri Usi (AU) con riferimento ai consumi dei mesi di maggio-giugno-luglio. L'intervento ha riguardato la diminuzione delle componenti fisse delle tariffe di trasporto, distribuzione e misura e degli oneri generali per i BT AU con potenza impegnata > 3 kW per i quali è stata azzerata la quota potenza ed applicata solo una quota fissa di importo maggiorato (fissata convenzionalmente pari alla «vecchia» quota potenza x 3), senza ridurre in alcun modo il servizio effettivo in termini di potenza disponibile. L'impatto della manovra è stato stimato pari a circa 600 milioni di euro a carico del Bilancio dello Stato che provvederà a versare tale importo sul Conto COVID-19 istituito presso la CSEA (pertanto senza alcuna socializzazione tra gli «altri» utenti elettrici). La disposizione ha avuto per i distributori un impatto solo finanziario dato che il vincolo ai ricavi è sempre garantito: la Delibera 311/2020/R/eel ha, infatti, successivamente dato disposizioni alla CSEA per compensare le imprese distributrici per i minori incassi derivanti dalle disposizioni della Delibera 190/2020/R/eel e gli importi sono già stati liquidati;
- la Delibera 190/2020/R/eel ha anche introdotto alcune modifiche alla regolazione relativa ai piani di messa in servizio degli smart metering 2G, sospendendo per il 2020 alcuni meccanismi tariffari (i.e. premi/penali definiti dalle matrici IQI) e di penalizzazione (i.e. performance, avanzamento piano). Tali novità transitorie avranno un impatto limitato sul PMS2 di Unareti S.p.A.;
- la Delibera 395/2020/R/eel ha posticipato al 2022 l'entrata in vigore:
 - a) dei nuovi limiti del fattore di potenza i) in prelievo di energia reattiva, per clienti finali e imprese distributrici in alta e altissima tensione e per imprese distributrici in bassa e media tensione; ii) in immissione di energia reattiva per ogni livello di tensione;
 - b) dei corrispettivi per eccessivi prelievi e immissioni di energia reattiva;
- la Delibera 432/2020/R/com ha definito misure straordinarie in materia di regolazione output-based dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas, prevedendo interventi relativi:
 - a) al meccanismo premi-penalità per la continuità del servizio (i.e. indicatori di numero e durata delle interruzioni senza preavviso), con il ricalcolo del livello tendenziale 2020⁸;
 - b) alle tempistiche degli interventi programmati nei Piani di Resilienza (i.e. posticipo di un semestre per la conclusione dei soli interventi previsti nel Piano 2019-21);
 - c) alle attività correlate alla regolazione sperimentale in materia di ammodernamento delle colonne montanti vetuste elettriche degli edifici (i.e. posticipo di un semestre - al 30 giugno 2023 - per la conclusione della sperimentazione triennale e del censimento dei condomini - al 31 marzo 2023);
 - d) alle clausole di applicabilità della clausola di forza maggiore per i casi di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale qualora venga comprovata attraverso idonea documentazione il nesso causale tra la misura a cui il distributore ha dovuto conformarsi e il mancato rispetto dello standard qualitativo definito dall'attuale regolazione;
- la Delibera 501/2020/R/gas ha previsto il differimento delle scadenze degli obblighi di messa in servizio dei misuratori in relazione all'emergenza COVID. In particolare:
 - a) imprese distributrici con più di 200.000 clienti finali al 31 dicembre 2013: 85% in servizio entro il 2021;
 - b) imprese distributrici con numero di clienti finali compreso tra 100.000 e 200.000 al 31 dicembre 2014: 85% in servizio entro il 2022.

⁸ In particolare, è stato posto pari a quello del 2019 per gli ambiti territoriali con anno target al 2023 e al livello di partenza medio biennale 2018-19 per gli ambiti territoriali con anno target al 2025 o al 2027 (per cui i livelli tendenziali sono da rideterminare per l'adesione alla regolazione speciale).

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 01/01/2022. In particolare, la Delibera ha previsto:

- i. una durata del II PWACC non inferiore a 4 anni, con almeno un aggiornamento al fine di consentire aggiustamenti del WACC in funzione dell'andamento congiunturale;
- ii. criteri di aggiornamento in sostanziale continuità con quelli già adottati nel I PWACC ai fini della formulazione del real pre-tax WACC, 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 fissazione di tale parametro;
- 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.

Di seguito si riportano i valori del WACC e dei relativi parametri $\beta^{LEVERED}$ e gearing validi sia nel sub-periodo 2016-2018 e nel successivo, ad oggi in vigore, 2019-2021.

I PWACC (sub-periodo 2016-2018)					II PWACC (sub-periodo 2019-2021)			
Settori	Gearing	$\beta^{LEVERED}$ (*)	WACC	Periodo di applicazione	Gearing	$\beta^{LEVERED}$ (*)	WACC	Periodo di applicazione
Distribuzione e Misura energia elettrica	0,444	0,616	5,6%	2016-2018	0,500	0,686	5,9%	2019-2021
Trasmissione energia elettrica	0,444	0,553	5,3%	2016-2018	0,500	0,616	5,6%	2019-2021
Trasporto gas	0,444	0,575	5,4%	2016-2018	0,500	0,641	5,7%	2020-2021
Distribuzione e Misura gas	0,375	Distribuzione gas 0,630	6,1%	2016-2018	0,444	Distribuzione e misura gas 0,706	Distribuzione e misura gas 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	0,444	0,800	6,5%	2016-2018	0,500	0,891	6,7%	2019-2021
Rigassificazione	0,444	0,828	6,6%	2016-2018	0,500	0,922	6,8%	2019-2021

(*) Il $\beta^{LEVERED}$ 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 regolazione speciale).

Unbundling funzionale e Brand Unbundling: riconoscimento dei costi sostenuti

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

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

Solo con la Delibera 562/2020/R/com e a valle di consultazioni ed approfondimenti sulle raccolte dati predisposte dagli operatori, l'Autorità ha riconosciuto i costi sostenuti al fine di adempiere alle disposizioni

in esame erogando ai distributori del Gruppo A2A un importo pari a 1,1 milioni di euro (la maggior parte dei quali relativi ad Unareti S.p.A.).

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale provvisorie 2020 e definitive 2019

La Delibera 127/2020/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2020 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale (sulla base degli investimenti a pre-consuntivo 2019 e con un WACC sotteso del 6,3%) mentre la Delibera 107/2020/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2019 (sulla base degli investimenti consuntivi 2018).

Valore della RAB GAS sottesa alle tariffe di riferimento provvisorie 2020 milioni di euro	Unareti	ASVT	LD Reti	Gruppo ACSM-AGAM (*)	Totale
Cap. Centralizzato	50	1	11	13	75
RAB Distribuzione	815	11	163	178	1.167
RAB Misura	149	1	27	25	202
Totale	1.014	13	201	216	1.444

(*) Include le seguenti società: LeReti S.p.A., Serenissima Gas S.p.A., Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l..

La componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche è stata azzerata, in quanto tali costi saranno riconosciuti in base ad una metodologia che considererà i costi effettivamente sostenuti dagli operatori così come rendicontati attraverso specifica raccolta dati.

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 (2020: 4,24 euro/PdRsmart; 2021: 3,74 euro/PdRsmart; 2022: 3,24 euro/PdRsmart)⁹ e tramite un meccanismo basato su istanze individuali da presentare ad ARERA in specifiche finestre temporali. Dopo il riconoscimento dei costi sostenuti negli anni 2011-2016 per effetto della Delibera 537/2019/R/gas, la Delibera 568/2020/R/gas ha riconosciuto i suddetti importi anche per il biennio 2017-2018, liquidando ai distributori interessati del Gruppo A2A un importo complessivo di 4,5 milioni di euro. Con riferimento al 2019 la raccolta dati è stata effettuata a gennaio 2021 e i relativi importi saranno determinati in corso d'anno mentre i costi relativi agli anni 2020–2022 saranno oggetto di raccolte dati inserite nel più ampio processo di aggiornamento tariffario, normalmente svolto nei mesi finali dell'anno.

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 macroambito tariffario “Sardegna” e destinato ad allineare i costi del servizio per gli utenti ivi residenti con quelli del continente.

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 rilevata nel periodo, anche un X-Factor differenziato per attività (distribuzione, commercializzazione e misura) e, limitatamente alla distribuzione, dimensione dell'operatore (grande, medio, piccolo). Rispetto al periodo regolatorio precedente, si evidenzia una diminuzione considerevole dei costi operativi riconosciuti per ogni cluster operatore/densità territorio servito ed un aumento degli X-Factor relativi alla distribuzione e alla commercializzazione, mentre per la misura viene confermato il livello attuale (nel caso di Unareti S.p.A. si passa da 32,79 euro/PDR riconosciuto nel 2019 a 26,55 euro/PDR del 2020);

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

- costi di capitale: revisione del parametro beta ai fini del calcolo del WACC nell'attività di misura che scende al 6,3%, ossia ad un livello pari a quello vigente per l'attività di distribuzione. 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.

Ulteriori interventi di interesse hanno contemplato:

- l'adozione di meccanismi di riconoscimento degli investimenti relativi a turboespansori basati su costi standard che riflettano il costo evitato dell'installazione di espansori tradizionali. Verrà, inoltre, approfondita la compatibilità dell'attività di produzione di energia elettrica da parte di distributori gas con le previsioni normative in tema di unbundling funzionale;
- il riconoscimento dei costi relativi alle letture di switch: la valorizzazione della singola lettura che eccede il livello del 2018 è pari a 5 euro/lettura switch, in linea con quanto previsto dalla regolazione previgente;
- la conferma degli attuali costi standard validi ai fini della determinazione degli investimenti relativi agli smart meter gas e modifica dei pesi per la ponderazione di tali costi con quelli effettivamente sostenuti dagli operatori (dall'attuale 40 (standard): 60 (effettivi) a 30:70);
- la conferma del riconoscimento a consuntivo, entro i limiti di un cap decrescente nel tempo, dei costi operativi non già coperti dalle tariffe relativi alla telelettura/telegestione e ai concentratori degli smart meter gas e previsione, nelle more della definizione degli importi da riconoscere ai singoli operatori, di un sistema di acconti calibrati sulla base degli ultimi dati disponibili;
- il riconoscimento a piè di lista dei costi relativi alle verifiche metrologiche previste dalla normativa vigente per il triennio 2020-2022. Nelle more della definizione degli importi puntuali da riconoscere ai singoli operatori, viene istituito un sistema di acconti;
- la valorizzazione degli importi a copertura dei mancati ammortamenti relativi ai misuratori tradizionali di classe fino a G6 dismessi per sostituzione con misuratori elettronici, generati da un disallineamento tra vita utile tariffaria pro-tempore attribuita a tale classe di asset e la vita utile utilizzata per il calcolo delle quote di ammortamento residue di tali misuratori che, in base alla regolazione vigente, continuano ad essere riconosciute in tariffa anche dopo la loro dismissione per sostituzione. Le proposte in materia di modalità operative per la valorizzazione di tali importi sono contenute nel DCO 545/2020/R/gas.

La medesima Delibera di approvazione della nuova RTDG ha avviato anche due procedimenti:

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

Unareti S.p.A. ha impugnato 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. Attualmente si è in attesa della fissazione dell'udienza.

Regolazione della qualità del servizio di distribuzione e misura del gas naturale 2020-2025

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

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

Per quanto riguarda la qualità commerciale, l'unica differenza di rilievo rispetto alla regolazione vigente riguarda le modalità di esecuzione della verifica della pressione di fornitura su richiesta dell'utente.

A valle dell'avvio del nuovo periodo regolatorio, l'Autorità, con la Delibera 463/2020/R/gas, ha provveduto a determinare i nuovi livelli di partenza e tendenziali per la regolazione incentivante dei recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per gli anni 2020-2025.

Infine, sempre con riferimento alla regolazione incentivante, si segnala che la Delibera 567/2020/R/gas ha determinato i premi e le penali relativi all'anno 2017, riconoscendo alle società interessate del Gruppo A2A un ammontare complessivamente pari a 3,2 milioni di euro.

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 – RTTG). Le principali novità sono sintetizzate come segue:

- definizione dei ricavi ammessi: il metodo adottato, simile a quello attuale, prevede il calcolo dei ricavi ammessi come somma della (i) remunerazione del capitale investito netto (WACC: 5,7%, come aggiornato dalla Delibera 639/2018/R/com), (ii) quota di ammortamento (vite utili sostanzialmente invariate) e (iii) costi operativi (calcolati a partire dai costi effettivi ex unbundling 2017). Per l'ammissione al riconoscimento tariffario degli investimenti relativi a specifici interventi sulla rete di trasporto sono valide le disposizioni di cui all'Allegato A alla Delibera 468/2018/R/gas. Sono previsti meccanismi incentivanti lo sviluppo infrastrutturale (inizialmente input-based per poi passare ad una logica output-based nel corso del periodo regolatorio);
- riconoscimento dei costi relativi 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 innovato il calcolo della tariffa passando dal metodo a «matrice» al metodo CWD – Capacity Weighted Distance, intervenendo sulla struttura tariffaria (scompare la componente CR, dato che i costi totali della rete regionale sono completamente allocati alla componente capacitativa CPU applicata all'uscita dalla rete, introdotta la componente CVfc volumetrica) e sulle modalità di applicazione (applicazione della CPU ai punti di uscita dalla rete, CV applicato ai volumi prelevati ecc.).

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

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

A valle della definizione del nuovo quadro regolatorio, la Delibera 180/2020/R/gas ha approvato i ricavi riconosciuti e i corrispettivi tariffari per l'attività di trasporto e misura del gas naturale per il 2021 mentre quelli del 2020 erano stati approvati dalla Delibera 201/2019/R/gas.

Valore della RAB Retragas S.p.A. sottesa alle tariffe definitive 2020 e alle tariffe provvisorie 2021 milioni di euro	Tariffe definitive 2020	Tariffe provvisorie 2021
RAB Trasporto	43	45
RAB Misura	2	2
Totale	45	47

Si segnala infine che l'Autorità, con Delibera 539/2020/R/gas ha, tra le altre cose, espresso la propria valutazione in merito ai piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale predisposti dagli operatori relativamente agli anni 2019 e 2020. Con riferimento al piano predisposto da Retragas S.r.l. e relativo agli interventi finalizzati alle nuove metanizzazioni nella Provincia Autonoma di Trento l'Autorità, alla luce di alcune criticità, ha ritenuto opportuno proseguirne la valutazione dell'ambito dei prossimi piani.

Regolazione della qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale 2020-2023

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

Sicurezza:

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

Continuità:

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

Qualità Commerciale:

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

Misura:

- la Delibera 522/2019/R/gas ha avviato un procedimento finalizzato al riassetto dell'attività di misura del gas naturale nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto, tuttora in corso.

Affidamento e svolgimento del servizio di distribuzione del gas naturale

A seguito della riforma delle modalità di affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale, sono stati definiti i 177 "Ambiti Territoriali Minimi - ATEM" (DM 19 gennaio 2011 e DM 18 ottobre 2011) per i quali saranno indette le gare per l'affidamento del servizio secondo quanto previsto dal cd. Regolamento gare (DM 12 novembre 2011, n. 226, come successivamente integrato e modificato). Sono state, altresì, adottate norme a tutela dell'occupazione dei dipendenti degli operatori coinvolti nel riassetto del settore (DM 21 aprile 2011).

Nel corso degli ultimi anni diverse disposizioni sono intervenute modificando il D.Lgs. n. 164/2000 e il DM 226/2011 con particolare riferimento alle modalità di determinazione del valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente (VIR) e alle tempistiche per l'indizione delle gare.

Il DM 22 maggio 2014 ha approvato le Linee Guida relative ai criteri ed alle modalità applicative ai fini della determinazione del VIR mentre il DM 20 maggio 2015, n. 106, ha modificato il DM 226/2011 in modo

da recepire le novità in materia di calcolo del VIR (soprattutto per quel che riguarda il trattamento dei contributi), l'applicazione delle linee guida, la percentuale massima del canone, il riconoscimento dei costi sottesi ai progetti di efficienza energetica da realizzarsi nell'ambito ed offerti in sede di gara.

Il DL 210/2015 (c.d. Milleproroghe 2016) ha concesso un'ulteriore proroga delle scadenze per la pubblicazione dei bandi di gara da parte delle Stazioni Appaltanti e sono state eliminate le penalizzazioni a carico di quelle inadempienti precedentemente previste.

Il DM 11 gennaio 2017 ha, inoltre, solo parzialmente risolto l'incertezza sulla copertura, in termini di contributo tariffario, dei titoli generati dai progetti di efficienza energetica (CB) proposti in sede di gara. In particolare, il DM ha previsto che i CB eventualmente emessi a fronte di tali progetti e annullati dal GSE nell'anno di riferimento riducano in egual misura gli obblighi di risparmio complessivi dell'anno successivo. Restano, tuttavia, alcune residue incertezze, tra cui il vincolo di territorialità degli interventi offerti in sede di gara.

Si segnala, infine, che la norma sulle gare di distribuzione gas introdotta nel correttivo del Codice degli Appalti, pubblicato in G.U. il 5 maggio 2017, conferma la validità dell'attività svolta finora dalle Stazioni Appaltanti nella produzione della documentazione di gara e resta invariata anche la durata massima di 12 anni degli affidamenti.

Nell'ambito dei compiti affidati dal legislatore al regolatore, la Delibera 514/2012/R/gas ha predisposto lo schema di contratto di servizio tipo per la regolazione dei rapporti tra enti locali concedenti e gestori del servizio di distribuzione del gas naturale, contratto poi approvato dal MiSE con DM 5 febbraio 2013. Successivamente, con Delibera 571/2014/R/gas, l'Autorità ha proposto una modifica – in materia di riconoscimento delle quote di ammortamento a favore degli enti concedenti – a tale schema di contratto di servizio tipo, modifica tuttavia non recepita dal MiSE.

Infine, a valle delle novità introdotte dalla Legge Concorrenza 2017 in materia di semplificazione dell'iter di valutazione dei valori di rimborso e dei bandi di gara, l'Autorità ha adottato la Delibera 905/2017/R/gas con cui ha razionalizzato la regolazione relativa ai propri compiti articolando le disposizioni in materia in due testi integrati contenenti le regole, rispettivamente, per la valutazione del rimborso e per la valutazione del bando di gara.

Si segnala che A2A Reti Gas S.p.A. (oggi Unareti S.p.A.) aveva impugnato le Linee Guida e il DM 20 maggio 2015, n. 106 (TAR Lazio), nonché tutti gli atti della Stazione Appaltante dell'ATEM Milano 1 relativi alla definizione del VIR (TAR Lombardia). Il TAR Lazio, con Sentenza n. 10286 del 14 ottobre 2016, ha respinto tale ricorso ritenendone infondati i motivi. Unareti S.p.A. ha presentato appello al Consiglio di Stato che, con Sentenza n. 05736/2017 del 5 dicembre 2017, ha rinviato la causa alla Corte di Giustizia Europea chiedendo di verificare la coerenza tra le norme europee e quelle nazionali in merito alla decurtazione - retroattiva - dei contributi pubblici e privati dal valore di rimborso. La Corte di Giustizia Europea, con Sentenza del 21 marzo 2019, ne ha dichiarato la compatibilità e la questione, quindi, è ritornata al Consiglio di Stato che, con la Sentenza 6315 pubblicata il 23 settembre 2019, ha rigettato l'appello proposto dalla Società.

Per quanto riguarda il TAR Lombardia, anche alla luce della pronuncia del Consiglio di Stato, con ordinanza del 23 dicembre 2017 è stata accolta l'istanza congiunta di rinvio dell'udienza per la discussione del ricorso pendente. L'udienza, prima prevista per il 20 dicembre 2018, è stata posticipata più volte, anche al fine di tener conto dell'esito del giudizio relativo all'aggiudicazione della gara stessa e, attualmente, è fissata al 5 maggio 2021.

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

A fine 2015 sono stati pubblicati i primi bandi per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale su base ATEM. Tra questi, anche quello di Milano 1 - Città e Impianto di Milano dove Unareti S.p.A. era gestore con un importo contrattuale pari a 1.369 milioni di euro per 12 anni. Nel bando si rende noto il disaccordo tra la Stazione Appaltante e Unareti S.p.A. (ex A2A Reti Gas S.p.A.) in merito all'ammontare del VIR degli impianti a causa del trattamento dei contributi su cui pende il contenzioso sopra richiamato.

La scadenza per il ricevimento delle offerte, dopo varie proroghe, era stata fissata per il 16 gennaio 2017. Nel rispetto di tale scadenza hanno depositato la propria offerta Unareti S.p.A. e 2i Reti Gas S.p.A. che gestiva un'unica località dell'ATEM (Cinisello Balsamo pari a circa il 4% dei PDR a gara). In data 5 settembre 2018 il Comune di Milano ha aggiudicato la gara ad Unareti S.p.A. con un punteggio complessivo di 98,12 punti su 100.

2i Reti Gas S.p.A. ha presentato ricorso innanzi al TAR Lombardia e a fronte di ciò Unareti S.p.A. ha proposto ricorso incidentale, evidenziando l'illegittimità dell'ammissione di 2i Rete Gas S.p.A. alla procedura. Con Sentenza 2598, pubblicata il 5 dicembre 2019, il TAR Lombardia ha accolto entrambi i ricorsi escludendo i concorrenti; a valle dell'impugnazione di tale sentenza da parte di entrambi, il Consiglio di Stato, con Sentenza 05370/2020, pubblicata il 7 settembre 2020, ha sancito la legittimità dell'aggiudicazione da parte di Unareti S.p.A., ritenendo le censure della controparte infondate.

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

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

La sanzione era stata successivamente oggetto di rideterminazione, nella misura di 734.000 euro, con provvedimento dell'Autorità n. 569/2013/S/gas, in ottemperanza alla Sentenza del Consiglio di Stato n. 03007/2011, di annullamento della precedente deliberazione nella parte relativa alla determinazione dell'importo. Il rimborso di 759.000 euro, pari alla differenza tra la sanzione del 2008 e la sanzione rideeterminata nel 2013, è stato erogato lo scorso agosto. Si è in attesa del versamento degli interessi legali maturati dalla data del versamento della sanzione inizialmente determinata fino alla data di restituzione di quanto indebitamente versato (circa 110.000 euro).

Aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica 2020-2023

La Delibera 568/2019/R/eel approva la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 (NPR2) e i relativi Testi Integrati TIT, TIME e TIC³. 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 semiperiodo) mentre quello relativo all'attività di misura è pari allo 0,7% (1% nel precedente semiperiodo);
- 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;
- incentivi alle aggregazioni tra imprese distributrici, privilegiando quelle di minori dimensioni, con la possibilità di ricorrere allo strumento contrattuale del "Contratto di Rete";
- un meccanismo di recupero dei crediti inesigibili afferenti alle tariffe di rete non ancora coperti, il cui accesso da parte dei distributori è sottoposto al soddisfacimento di specifiche condizioni;
- una revisione della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, in base ad una gradualità di applicazione (tra il 2021 e 2022).

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", basato su efficienza del costo totale, pianificazione di medio periodo e valorizzazione del livello di servizio reso, tramite incentivi di tipo output-based (c.d. Metodo TOTEX).

Tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica provvisorie 2020 e definitive 2019

La Delibera 162/2020/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2020 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (sulla base degli investimenti a pre-consuntivo 2019) per le

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).

imprese che servono almeno 25.000 POD. Le Delibere 151 e 144/2020/R/eel hanno approvato le tariffe di riferimento definitive 2019 (sulla base degli investimenti a consuntivo 2018), rispettivamente, per gli operatori che servono almeno 25.000 POD e fino a 100.000 POD e oltre i 100.000 POD. Per entrambi gli anni il WACC sotteso è pari al 5,9% (come aggiornato dalla Delibera 639/2018/R/com con decorrenza 2019).

Valore della RAB Retragas S.p.A. sottesa alle tariffe provvisorie 2020 milioni di euro	Unareti	LD Reti	Reti Valtellina Valchiavenna	Totale
RAB Distribuzione	556	35	12,4	604
RAB Misura	60	3	2,3	65
Totale	616	38	15	669

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

La Delibera 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 applicabili rispettivamente ai clienti non domestici e domestici.

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.

A fine aprile 2020 Unareti S.p.A. ha presentato istanza ad ARERA per partecipare alla regolazione speciale per l'ambito Milano e l'Autorità con la Delibera 431/2020/R/eel ha dato il nulla osta alla partecipazione di Unareti S.p.A. 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 sopra descritta, in aree individuate dai distributori. Nel dettaglio, fermo restando il raggiungimento del livello obiettivo fissato per l'anno 2023, il distributore ha la possibilità di proporre un percorso di miglioramento diverso da quello definito dalla regolazione attuale ordinaria, presentando soluzioni innovative da un punto di vista tecnologico per il miglioramento della qualità del servizio. Anche in questo caso è previsto il ricalcolo dei tendenziali, disattivati negli anni oggetto di sperimentazione.

Ai fini dell'adesione al meccanismo sono state stabilite precise finestre temporali: entro il 3 giugno 2020¹¹ per applicazione dal 2020 ed entro il 28 febbraio 2021 per applicazione dal 2021. In caso di mancato raggiungimento dell'impegno di miglioramento presentato dal distributore, non viene erogata nessuna premialità mentre è previsto il versamento delle penalità che si sarebbero conseguite nello stesso periodo, in assenza della temporanea deroga concessa alla regolazione ordinaria.

11 Precedente termine del 30 aprile 2020 prorogato con la determinazione 5/2020, ai sensi della Delibera 59/2020/R/com alla luce dell'emergenza da COVID-19.

Infine, sempre con riferimento alla regolazione output-based, si segnala che la Delibera 462/2020/R/gas ha determinato i premi e penali relativi all'anno 2019, riconoscendo alle società interessate del Gruppo A2A una penale netta complessivamente pari a - 3,2 milioni di euro, risultato influenzato dalla penale lorda di 3,7 milioni di euro comminata a Unareti S.p.A. non completamente compensata dai premi attribuiti alla medesima società e alle società del Gruppo A2A interessate, pari complessivamente a 0,5 milioni di euro.

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.

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

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 2020 Unareti S.p.A. ha provveduto ad inviare ad ARERA il Piano di Sviluppo 2020 al cui interno è stata predisposta la sezione dedicata al Piano Resilienza 2020-2022 che contiene investimenti per oltre 17 milioni di euro. Con la Delibera 500/2020/R/eel sono stati successivamente resi noti l'insieme degli interventi inseriti per la prima volta nei Piani 2020-2022 eleggibili a premio e/o penalità, delle società E-Distribuzione S.p.A., SET Distribuzione S.p.A., Unareti S.p.A., Areti S.p.A., Ireti S.p.A., Servizi a Rete S.r.l. e Azienda Reti Elettriche S.r.l..

Con riferimento ad Unareti S.p.A., sono sette gli interventi inclusi per la prima volta nel Piano, tutti relativi al fattore critico di rischio “ondate di calore” nell'ambito di Milano, per un investimento complessivo pari a circa 3,6 milioni di euro.

Infine, in relazione alle modalità e alle tempistiche di erogazione dei premi¹³ e di versamento delle penali, la Delibera ha previsto 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 eleg-

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 Con successiva Delibera 566/2019/R/eel è stato stabilito che i premi in materia di incremento della resilienza delle reti di distribuzione saranno finanziati dal Fondo Utenti MT.

gibili, con data di effettivo completamento nell'anno precedente. In linea con tali scadenze, la Delibera 563/2020/R/eel ha determinato i premi relativi agli interventi del Piano resilienza 2020-2022 conclusi nel 2019 di Areti S.p.A., Ireti S.p.A. e Unareti S.p.A. Per Unareti S.p.A. l'importo del premio correlato ad un intervento di risanamento giunti nell'ambito di Milano è stato pari a 104,4 mila euro.

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

La Delibera 467/2019/R/eel ha definito una regolazione sperimentale di durata triennale (1° gennaio 2020 – 31 dicembre 2022) in materia di ammodernamento - con o senza centralizzazione dei misuratori - delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini, cui sono tenuti tutti i distributori, a prescindere dalla loro dimensione in termini di POD serviti.

Al fine di superare eventuali ritrosie da parte dei condomini all'effettuazione di tali interventi, l'Autorità, oltre alla definizione di un "Contratto Tipo" (adottabile dai distributori a partire dal 1° novembre 2020 dopo una lunga fase di predisposizione della necessaria documentazione, conclusa con la comunicazione ad ARERA per il suo vaglio definitivo), 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 30 settembre 2022 del censimento obbligatorio delle proprie colonne montanti vetuste.

Unareti S.p.A. effettuerà la maggior parte degli interventi nell'area di Milano, la più critica a causa del maggior numero di «utenti singoli» connessi alla rete tramite colonna montante di proprietà del distributore. Una prima ricognizione ha portato alla quantificazione su Milano di circa 16.800 stabili per oltre 27.000 colonne montanti mentre su Brescia di circa 1.900 stabili per circa 3.200 colonne montanti.

Sistemi di Smart Metering 2G per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione ed approvazione del PMS2 di Unareti S.p.A.

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

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

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

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

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

- presenza di obblighi relativi all'avvio/conclusione della fase massiva del piano di sostituzione. In particolare, per i distributori >100.000 POD si ipotizza l'avvio della fase massiva entro il 2022 con l'obiettivo di sostituzione di almeno il 90% dei misuratori esistenti entro il 2025. Gli obblighi per i distributori < 100.000 POD saranno, invece, definiti da un successivo provvedimento;
- obbligo di predisporre 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;

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".

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

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

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

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

A settembre 2019 Unareti S.p.A. ha presentato per l'approvazione il proprio piano di roll out 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.

Dal punto di vista economico nel Piano 2G di Unareti S.p.A. sono stimati (a valori costanti 2019) investimenti per oltre 182 milioni di euro e circa 100 milioni di euro di costi operativi con un costo unitario risultante per lo smart meter 2G pari a 132,5 euro.

Perfezionamento della disciplina delle perdite di rete per il triennio 2019-2021 e revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare ai prelievi in BT

La Delibera 449/2020/R/eel ha aggiornato, retroattivamente dal 2019, i fattori percentuali convenzionali delle perdite commerciali da applicare alle imprese distributrici per finalità perequative per il triennio 2019-2021, con la conseguente revisione dei fattori di perdita standard da applicare ai clienti finali a decorrere dal 1° gennaio 2021.

Per quanto di interesse, il fattore relativo all'area NORD scende dall'1% allo 0,94%, determinando, per i distributori di energia elettrica che presentano un saldo a credito verso il sistema, una riduzione dell'ammontare di perequazione dato dal valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard. Con riferimento alla perequazione perdite 2019, calcolata e regolata nel 2020, tale riduzione per Unareti S.p.A. è pari a circa 180.000 euro (minusvalenza rispetto a quanto già stanziato). Lo stanziamento di competenza 2020 (e che sarà regolato nel 2021) è pari a 3,6 milioni di euro e considera i nuovi valori del parametro delle perdite commerciali convenzionali.

La Delibera ha introdotto ulteriori modifiche alla regolazione previgente consistenti nel superamento del percorso di efficientamento delle perdite commerciali previsto per il triennio precedente, alcune modifiche alle modalità di calcolo della perequazione e l'introduzione di un meccanismo, accessibile solo a particolari condizioni, per la copertura delle perdite di rete imputabili a prelievi fraudolenti non recuperabili e di entità eccezionale rispetto ai livelli riconosciuti convenzionalmente.

La Delibera, infine, prevede che a partire dal 1° gennaio 2021 siano aggiornati i fattori percentuali convenzionali di perdita che i venditori devono applicare ai propri clienti finali connessi in BT portandoli, in coerenza con le modifiche sopra descritte, dall'attuale 10,4% al 10,2%.

Strumenti a tutela del credito dei distributori

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.

La Delibera 461/2020/R/eel, a completamento del provvedimento sopra citato, ha successivamente introdotto un analogo meccanismo di compensazione per il mancato incasso delle tariffe per servizi di rete. In tal senso CSEA ha già liquidato ad Unareti S.p.A. un importo pari a 0,5 milioni di euro a copertura degli oneri di rete non altrimenti recuperabili relativi al periodo 1° gennaio 2016 - 31 dicembre 2019.

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 forma 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 sul mercato i CB da altri soggetti che li generano (tipicamente dalle Energy Service Company – ESCO). L’Autorità definisce le modalità di determinazione e di erogazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori ed il gettito viene raccolto tramite corrispettivi applicati alle bollette elettriche e del gas.

La tabella riporta i target di risparmio energetico definiti dal DM MiSE 11 gennaio 2017.

		Target Nazionali di risparmio energetico	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⁾
		(Mtep/anno)	Milioni di CB	Milioni di CB	(%)	(n. anni)
Decreto Ministeriale 28 Dicembre 2012	2013	4,60	3,03	2,48	50%	2
	2014	6,20	3,71	3,04	50%	2
	2015	6,60	4,26	3,49	60%	2
	2016	7,60	5,23	4,28	60%	2
Decreto Ministeriale 11 Gennaio 2017	2017	7,14	2,39	2,95	60%	1
	2018	8,32	2,49	3,08	60%	1
	2019	9,71	2,77	3,43	60%	1
	2020	11,19	3,17	3,92	60%	1

(1) Soggetti obbligati: distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali.
(2) Target minimo e periodo di compensazione: il soggetto obbligato che consegue una quota d’obbligo inferiore al 100% ma comunque pari ad almeno il target minimo fissato dal DM (50% o 60%) può compensare la quota residua nel biennio (n+2) o nell’anno successivo (n+1) senza incorrere in sanzioni.

Il DM 10 maggio 2018 ha modificato il DM MiSE 11 gennaio 2017 prevedendo:

- la fissazione di un valore massimo (cap) al contributo tariffario pari a 250 €/CB;
- l’emissione di CB allo “scoperto” da parte del GSE ai distributori che, dal 15 maggio al 31 maggio, 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 €.

I soggetti obbligati possono fare richiesta di questi CB “allo scoperto” fino al raggiungimento dell’obbligo minimo, a condizione di essere già in possesso sul proprio “conto proprietà” di un ammontare di CB pari ad almeno il 30% dell’obbligo minimo. Per l’annullamento di tali CB 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. Non è, invece, possibile effettuare il riscatto nello stesso anno d’obbligo in cui i CB sono stati emessi.

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

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

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

Unareti S.p.A. è il terzo distributore obbligato in Italia per il conseguimento di risparmi energetici nell’ambito del meccanismo dei CB. La Determina 1/2019 ha definito i quantitativi di CB da annullare per l’anno d’obbligo 2019 mentre la Determina 1/2020 (successivamente rettificata per un errore materiale dalla Determina 4/2020) quelli per il 2020.

Soggetto obbligato	Obbligo TEE 2019	Obbligo TEE 2020
Unareti S.p.A. (Ele+Gas)	322.008	372.009
ACSM-AGAM Reti Gas Acqua S.p.A.	33.022	41.874
Lario Reti Gas S.p.A.	20.649	23.510
LD Reti S.p.A.	71.121	81.140
Totale	446.800	518.533

In considerazione dell’emergenza COVID, il DL 34/2020 (c.d. Decreto Rilancio) ha posticipato il termine per l’annullamento dell’obbligo annuale 2019 dal 31 maggio al 30 novembre 2020. Tale proroga ha avuto un impatto sia finanziario (per via del conseguente ritardo nella liquidazione del contributo tariffario) sia operativo sull’anno d’obbligo 2020 che – stante la scadenza al 31 maggio 2021 – rischia di essere ridotto a soli 6 mesi.

In esecuzione della Sentenza 2538/2019 del TAR Lombardia, ARERA ha adottato la Delibera 270/2020/R/efr sull’aggiornamento del metodo di calcolo del contributo tariffario con validità dall’anno d’obbligo 2019: la nuova formula di calcolo prevede un contributo unitario definito sulla base del prezzo medio di mercato (inclusi anche gli scambi bilaterali) con un cap pari a 250 €/TEE e un contributo addizionale – elemento innovativo rispetto al passato – allo scopo di ristorare i soggetti obbligati che hanno sostenuto un prezzo superiore a 250 €/TEE a causa della scarsa disponibilità di CB sul mercato e corrisposto solo sui CB fisici, ottenuti a fronte di progetti o di acquisti sul mercato. Per ridurre le sofferenze finanziarie legate all’estensione dell’anno d’obbligo 2019, il provvedimento ha introdotto la possibilità, da parte dei soggetti obbligati, di richiedere, entro agosto 2020, un acconto straordinario di 250 €/TEE con un tetto pari al 18% dell’obbligo annuale. Viene, inoltre, introdotta una percentuale di profit sharing volta a promuovere l’efficienza dei soggetti obbligati nella contrattazione dei TEE, innalzata al valore del 10% ma che, al momento, non è in grado di incidere in quanto i prezzi di mercato risultano stabilmente superiori al cap di 250 €/TEE.

La Delibera 550/2020/R/efr ha determinato il valore del contributo tariffario 2019 pari a 254,49 €/TEE (CT unitario: 250 €/TEE + CT addizionale: 4,49 €/TEE), in aumento rispetto al precedente valore (248,89 €/TEE) grazie alla nuova metodologia di calcolo che ha avuto un beneficio economico per il Gruppo di circa 1,75 milioni di euro rispetto al metodo precedente.

Atteso il DM MiSE che dovrebbe individuare il quadro regolatorio per il nuovo periodo (2021-2024), confermando il sistema dei CB, sebbene con una probabile riduzione degli obblighi rispetto al periodo precedente.

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).

Il nuovo meccanismo è stato successivamente modificato dalla Delibera 235/2020/R/idr al fine di mitigare, con l'introduzione di alcuni elementi di flessibilità, gli effetti dell'emergenza da COVID-19 sull'equilibrio economico e finanziario delle gestioni e sulle condizioni di svolgimento delle prestazioni, garantendo la continuità dei servizi essenziali. Nello specifico è stato previsto:

- la proroga al 31 luglio 2020 (in luogo del 30 aprile) del termine entro il quale l'EGA, o altro soggetto competente, è tenuto a trasmettere il pertinente schema regolatorio recante la predisposizione tariffaria per il terzo periodo regolatorio 2020-2023;
- l'applicazione ai LIC ordinari, per gli anni 2021 e 2022, del tasso riconosciuto alle immobilizzazioni riferite alle opere strategiche;
- l'introduzione, per il 2020, della componente previsionale *OpCOVIDa* (con scostamenti recuperabili tra le componenti a conguaglio nell'a+2) che tiene conto sia degli oneri aggiuntivi connessi all'emergenza che dei minori costi operativi sostenuti dai Gestori per le iniziative adottate per il contrasto alla diffusione del virus (ad esempio l'utilizzo della CIGO);
- la facoltà per gli EGA per il 2020 di rinviare ad annualità successive, ma entro il 2023, il recupero della quota parte degli oneri ammissibili a riconoscimento tariffario e di adottare misure per la sostenibilità finanziaria dei Gestori a seguito dell'emergenza sanitaria.

Il 29 dicembre 2020 l'EGA di Brescia ha deliberato gli incrementi tariffari per il periodo regolatorio 2020-2023: 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 provincia di Varese, le proposte tariffarie acquedotto sono in corso di valutazione ed approvazione da parte dell'EGA competente;
- relativamente all'ambito provincia di Como, le proposte tariffarie acquedotto 2012-2023 sono state approvate per il momento solo dall'EGA competente in data 19 gennaio 2021 (si è in attesa della

conclusione dell'iter che vede il passaggio all'Assemblea dei Comuni e alla Provincia per poi essere approvate da ARERA).

milioni di euro	Vincolo Ricavi Gestore (VRG) 2020	Vincolo Ricavi Gestore (VRG) 2021	RAB 2018 (residua netta) sottesa alle tariffe 2020	RAB 2019 (residua netta) sottesa alle tariffe 2021
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	93,8	90,3	283	305,7
ASVT S.p.A.	9,6	9,6	16,7	20,1

milioni di euro	Vincolo Ricavi Gestore (VRG) 2020	Vincolo Ricavi Gestore (VRG) 2021	RAB 2018 (residua netta) sottesa alle tariffe 2020	RAB 2019 (residua netta) sottesa alle tariffe 2021
Lereti COMO	in attesa si concluda iter approvazione			
Lereti VARESE	24,5	26,5	35,2	38,7

Revisione dell'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali

Allo scopo di armonizzare l'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali sul territorio nazionale, la Delibera 665/2017/R/idr ha approvato 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;
- l'EGA di Como ha approvato la nuova articolazione tariffaria nel Consiglio di Amministrazione 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;
- quanto, infine, alla nuova articolazione tariffaria per l'ambito provincia di Varese, essa era già stata approvata dall'EGA competente durante il 2019.

Integrazione della disciplina della qualità contrattuale del SII (RQSII)

La Delibera 547/2019/R/idr ha integrato la regolazione della qualità contrattuale del SII al fine di rafforzare la tutela dell'utenza e la garanzia di adeguati livelli di performance dei Gestori, introducendo un nuovo meccanismo di premi e penalità nel rispetto degli standard minimi previsti dalla Delibera 655/2015/R/idr (RQSII). Il nuovo meccanismo incentivante, entrato in vigore dal 1° gennaio 2020, è basato sulla costruzione di 2 macro-indicatori, MC1 e MC2, ottenuti aggregando i 42 indicatori semplici previsti dalla RQSII (28 standard specifici, cui sono già associati indennizzi automatici in caso di mancato rispetto, e 14 standard generali):

1. MC1 - "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale": composto dagli indicatori afferenti alle prestazioni relative ai preventivi, all'esecuzione di allacciamenti e lavori, all'attivazione e disattivazione della fornitura;

2. MC2 - "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio": composto dagli indicatori afferenti alle prestazioni relative agli appuntamenti, alla fatturazione, alle verifiche dei misuratori e del livello di pressione, alle risposte a richieste scritte nonché alla gestione dei punti di contatto con l'utenza.

Il meccanismo è simile a quello della qualità tecnica, dove premi e penalità sono definiti attraverso stadi successivi di valutazione, distinti per livello di valutazione (base ed eccellenza) e per livello di partenza (mantenimento o miglioramento). La quantificazione dei premi e penali avverrà dal 2022 sulla base delle performance del biennio precedente. Per i livelli di partenza del primo anno saranno utilizzati i dati di qualità contrattuale del 2018 già trasmessi ad ARERA nel maggio 2019.

La Delibera ha, inoltre, esteso le tutele della RQSII anche ai soggetti che, pur non essendo contrattualizzati, richiedono lo svolgimento di alcune prestazioni propedeutiche alla stipula del contratto di somministrazione.

Estensione della prescrizione biennale anche al SII

La Delibera 547/2019/R/idr, oltre ad integrare la disciplina della qualità contrattuale, ha introdotto, a partire dal 1° gennaio 2020, obblighi informativi in capo al Gestore nel caso di prescrizione biennale dei consumi, come disciplinato dalla Legge 27 dicembre 2017, n. 205.

In analogia alla disciplina già introdotta in altri settori regolati (settore elettrico e gas), l'Autorità ha disposto che in caso di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, il Gestore sia tenuto a darne adeguata evidenza della loro presenza in fattura, differenziandoli da quelli relativi a consumi risalenti a meno di due anni. È, inoltre, stato previsto che gli importi oggetto di prescrizione non possano essere escussi con metodi di incasso pre-autorizzati SEPA Direct Debit – SDD (domiciliazione bancaria, postale o su carta di credito).

La Legge prevedeva che la prescrizione non fosse riconosciuta al cliente nel caso in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo fosse a questi imputabile: l'articolo 1, comma 295, della Legge di Bilancio 2020 ha rimosso tale fattispecie e l'Autorità con la Delibera 186/2020/R/idr ha provveduto a modificare la comunicazione presente in fattura, prevedendo che la prescrizione biennale sia sempre riconosciuta indipendentemente dall'accertata responsabilità del cliente.

Regolazione della morosità nel SII

Il DPCM 29 agosto 2016 demandava all'Autorità la definizione di forme di contenimento della morosità, l'accesso al quantitativo minimo vitale di acqua (pari a 50 litri/gg per abitante) per tutti gli utenti domestici residenti a tariffa agevolata (quantitativo che dovrà essere garantito anche in caso di morosità) e la definizione dei clienti non disalimentabili.

A valle della pubblicazione di tre DCO, la Delibera 311/2019/R/idr (REMSI) ha definito la disciplina di gestione della morosità in vigore dal 1° gennaio 2020, prevedendo:

- uno specifico iter, con tempistiche ben definite (i.e. sollecito bonario, comunicazione di messa in mora, rateizzazione dei pagamenti, ecc.), che il Gestore deve adottare prima della sospensione del servizio. Qualora l'iter non sia rispettato è riconosciuto all'utente uno specifico indennizzo;
- per le utenze domestiche (diverse dalle non disalimentabili) la sospensione del servizio è possibile unicamente a valle della procedura di limitazione;
- per le utenze condominiali, il Gestore non potrà procedere a limitare/sospendere la fornitura a fronte di pagamenti parziali pari almeno alla metà dell'importo ed effettuati entro la scadenza prevista nella comunicazione di messa in mora.

Alcune disposizioni contenute nella nuova disciplina sono state successivamente modificate dall'Autorità in recepimento della Legge 160/2019 (Legge di Bilancio 2020):

- introduzione dell'obbligo di inserire nella costituzione in mora, afferente ad importi non pagati riferiti a consumi risalenti a più di 2 anni, una comunicazione volta a rendere consapevole l'utente della possibilità di non pagare quanto dovuto (Delibera 186/2020/R/idr);
- obbligo di invio del sollecito bonario esclusivamente tramite raccomandata con avviso di ricevimento o posta elettronica certificata (Delibera 221/2020/R/idr);
- modifica del termine ultimo entro cui l'utente è tenuto a saldare quanto dovuto (40 giorni). Il termine è calcolato dalla data di ricevimento del sollecito bonario (Delibera 221/2020/R/idr).

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 sono finanziati con risorse pubbliche.

Con la Relazione 268/2018/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., a cui è destinato un finanziamento di circa 22 milioni di euro. L'investimento complessivo (21,8 milioni di euro solo per acquedotto a cui si sommano 23,5 milioni di euro per fognatura/depurazione) si svilupperà nel periodo regolatorio 2020-2023.

La successiva Relazione 252/2019/R/idr ha dettagliato gli importi a valere su ciascuno dei due Capitoli di spesa 2019 e 2020: per il Comune di Calvisano è prevista un'erogazione di due tranche per il 2019 e per il 2020 di 3,8 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 425/2019/R/idr ha definito la disciplina per l'erogazione delle risorse necessarie alla realizzazione degli interventi, istituendo presso la CSEA il "Conto per il finanziamento degli interventi del Piano Nazionale, sez. Acquedotti di cui alla Legge 205/17". Successivamente la Delibera 512/2019/R/idr autorizza CSEA ad erogare la prima quota di finanziamento agli interventi approvati.

La Delibera 284/2020/R/idr ha avviato il procedimento per l'individuazione del secondo elenco degli interventi necessari e urgenti per il SII 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.

La Delibera 520/2020/R/idr ha rivisto alcune disposizioni contenute nella Delibera 425/2019/R/idr in considerazione della situazione emergenziale del 2020, prevedendo che CSEA provveda ad erogare le quote di finanziamento per la realizzazione di sette interventi, tra cui è ricompreso Calvisano (importo erogato nel 2020 circa 3,8 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 del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (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.

A seguito dell'emergenza COVID-19 la Delibera 188/2020/R/tlr ha rinviato:

- al 1° ottobre 2020 l'entrata in vigore di alcune disposizioni del Testo Integrato sulla Trasparenza del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (TITT) in materia di contenuti minimi e trasparenza dei documenti di fatturazione, nonché di qualità del servizio e diritti degli utenti, inizialmente previste per il 1° luglio 2020;
- al 1° gennaio 2021 l'entrata in vigore della regolazione della qualità tecnica, inizialmente prevista per il 1° luglio 2020.

La Delibera 478/2020/R/tlr ha definito per il periodo 1° gennaio 2022 – 31 dicembre 2024 la regolazione della misura nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (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 recentemente 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.

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) dei 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 che il GSE considera il 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.

Sono state molteplici le interlocuzioni con il GSE poiché A2A Calore & Servizi S.r.l. non ha mai condiviso il 31 dicembre 2009 come data di freezing della configurazione di rete ai fini dell'incentivo. Lo stesso DM 24 ottobre 2015, del resto, nel concedere 4 anni all'operatore per definire la data di entrata in esercizio commerciale apriva a valutazioni sull'evoluzione del sistema oltre il 31 dicembre 2009. A ciò si aggiunge che nel corso degli anni A2A Calore & Servizi S.r.l. ha sempre comunicato al GSE gli ampliamenti della rete via via apportati con l'allacciamento delle utenze, producendo di volta in volta i nominativi e le ubicazioni delle utenze allacciate anche dopo il 31 dicembre 2009. Il che dimostra documentalmente la buona fede che la società ha sempre avuto nell'interpretazione della norma.

In considerazione dell'entrata in vigore dell'art. 56, comma 7, del DL 76/2020 (c.d. decreto semplificazioni convertito nella Legge 120/2020) la società ha fornito ulteriori integrazioni a novembre 2020. Tale comma (si legge nella Relazione Illustrativa) è stato introdotto all'esplicito fine di "stabilire condizioni di certezza e stabilità per gli investimenti a lungo termine che le imprese effettuano nel settore delle energie rinnovabili" coerentemente allo spirito della normativa comunitaria in materia che "nell'evidenziare il ruolo dei regimi nazionali di sostegno alla produzione di energia rinnovabile, ne sottolinea i necessari caratteri di stabilità e certezza giuridica".

È proprio alla luce di questi razionali che il decreto semplificazioni conferma come "i poteri di controllo da parte del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. debbano essere esercitati entro i limiti dell'autotutela amministrativa, di cui all'art. 21-nonies della Legge n. 241/1990" e, quindi, debbano adeguatamente essere ponderati gli effetti dell'esercizio dei medesimi poteri sugli investimenti effettuati.

La società ritiene che è all'interno di queste nuove coordinate che si pone il procedimento relativo alla centrale di Canavese che ha visto ingentissimi investimenti realizzati nel corso degli anni.

L'innovazione apportata dal decreto semplificazioni si pone sullo stesso filone di precedenti interventi normativi via via intervenuti sulla materia dei controlli degli incentivi: interventi tutti mirati a tener conto della buona fede degli operatori che hanno realizzato consistenti investimenti a pro della transizione energetica e, in questo caso, anche nello sviluppo di un servizio pubblico (per di più non regolato da ARERA nelle sue componenti di costi/ricavi). Tra questi ricordiamo, ad esempio, quello apportato ex Legge 124/2017 in materia di titoli di efficienza energetica.

Tuttavia, in attesa dei chiarimenti che dovranno essere forniti dal GSE, la società ha deciso di ulteriormente incrementare il fondo rischi che ammonta adesso complessivamente ad oltre 14 milioni di euro.



5

Risultati consolidati e
andamento della gestione



5.1 Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Il perimetro di consolidamento al 31 dicembre 2020 è variato rispetto al precedente esercizio per effetto delle seguenti operazioni:

- acquisizione da parte di LGH S.p.A. e consolidamento integrale delle società Agritre S.r.l., Tre Stock S.r.l. e Fragea S.r.l., società attive nel settore della generazione a biomassa;
- 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;
- consolidamento integrale di ASM Energia S.p.A., società operante nel mercato della vendita di gas ed energia elettrica, a partire dal 1° febbraio 2020;
- costituzione da parte di A2A S.p.A. e consolidamento integrale di A2A Telecommunications S.r.l., società di servizi di telecomunicazioni;
- consolidamento integrale del Gruppo AEB a partire dal 1° novembre 2020. Si evidenzia che i valori consolidati recepiscono gli effetti della Purchase Price Allocation, prevista dall'IFRS 3.

Si segnalano, infine, le riclassificazioni nelle voce "Attività non correnti destinate alla vendita" delle seguenti partecipazioni:

- la partecipazione detenuta da A2A Energy Solutions S.r.l. nella società Consul System S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, è stata riclassificata, in conseguenza della cessione del 26% delle quote, che si è perfezionata a fine gennaio 2021;
- la partecipazione detenuta da A2A S.p.A. nella società Ge.S.I. S.r.l. in precedenza consolidata secondo il metodo del patrimonio netto, è stata riclassificata in seguito all'esercizio dell'opzione di vendita, sottoscritta in data 23 novembre 2020, dell'intera partecipazione.

Inoltre i dati economici al 31 dicembre 2020 risultano non omogenei rispetto all'esercizio precedente in quanto le operazioni di seguito elencate avevano contribuito solo parzialmente ai risultati 2019:

- in data 4 marzo 2019, A2A Rinnovabili S.p.A., detenuta al 100% da A2A S.p.A., ha portato a termine l'acquisizione della società di progetto Bellariva 07 S.r.l., proprietaria di un impianto fotovoltaico;
- in data 16 aprile 2019, A2A Energy Solutions S.r.l., detenuta al 100% da A2A S.p.A., ha acquisito il 100% di Suncity Energy S.r.l., società attiva nel settore dell'efficienza energetica e dispacciamento;
- in data 20 dicembre 2019, A2A Ambiente S.p.A., detenuta al 100% da A2A S.p.A., ha completato l'acquisizione del 90% di Electrometal S.r.l. e del 100% di Areslab S.r.l., società attive nel mercato del trattamento ed analisi dei rifiuti industriali.

Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 31 dicembre 2020, confrontati con i dati dell'anno precedente.

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	Variazioni
Ricavi	6.862	7.324	(462)
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	6.668	7.122	(454)
- Altri ricavi operativi	194	202	(8)
Costi operativi	(4.953)	(5.390)	437
Costi per il personale	(705)	(700)	(5)
Margine Operativo Lordo	1.204	1.234	(30)
Ammortamenti e svalutazioni	(560)	(511)	(49)
Accantonamenti	(94)	(36)	(58)
Risultato Operativo Netto	550	687	(137)
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	4	(4)
Oneri netti di gestione finanziaria	(81)	(114)	33
Quota di risultato di società consolidate ad equity	-	4	(4)
Risultato al lordo delle imposte	469	581	(112)
Oneri per imposte sui redditi	(99)	(189)	90
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	370	392	(22)
Risultato netto da attività operative cessate destinate alla vendita	(2)	1	(3)
Risultato di pertinenza di terzi	(4)	(4)	-
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo	364	389	(25)

Nel 2020 i **Ricavi** del Gruppo A2A sono risultati pari a 6.862 milioni di euro, in diminuzione del 6,3% rispetto all'anno precedente.

La riduzione ha riguardato prevalentemente il mercato energetico all'ingrosso a seguito sia dei minori prezzi dell'energia elettrica e del gas sia della diminuzione dei volumi venduti del portafoglio industriale gas, i mercati retail gas e teleriscaldamento per il calo dei prezzi unitari e per le minori quantità vendute ai grandi clienti gas e i ricavi relativi alla cessione/gestione dei titoli di efficienza energetica (TEE).

Si segnala invece il contributo positivo delle maggiori vendite retail ai grandi clienti elettricità e l'apporto delle società acquisite nel corso del 2020.

Il **Margine Operativo Lordo** si è attestato a 1.204 milioni di euro, in diminuzione di 30 milioni di euro rispetto al 2019 (-2,4%).

Al netto delle partite non ricorrenti (+13 milioni di euro nel 2020, +42 milioni di euro nell'anno precedente), il Margine operativo lordo ordinario risulta in linea con l'anno precedente (-1 milione di euro).

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

milioni di euro	31 12 2020	31 12 2019	Delta	Delta%
Generazione e Trading	270	301	(31)	(10,3%)
Mercato	220	229	(9)	(3,9%)
Ambiente	282	268	14	5,2%
Reti	456	472	(16)	(3,4%)
Corporate	(24)	(36)	12	(33,3%)
Totale	1.204	1.234	(30)	(2,4%)

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Generazione e Trading è risultato pari a 270 milioni di euro in riduzione di 31 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+8 milioni di euro nel 2020 e +14 milioni di euro nel 2019), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in calo di 25 milioni di euro.

La variazione è principalmente riconducibile:

- agli effetti negativi, accentuati dalla situazione emergenziale di cui ha risentito il settore della generazione di energia, dovuti allo scenario fortemente penalizzante e alla contrazione della domanda principalmente nella prima parte dell'anno;
- alla diminuzione della produzione idroelettrica;
- all'efficace strategia di hedging;
- all'ottima performance conseguita sul mercato dei servizi ancillari ("MSD")

La flessione di marginalità registrata nei primi nove mesi dell'anno dalla Business Unit Generazione e Trading, determinata dalle dinamiche di consumi e prezzi, è stata fortemente ridimensionata nel quarto trimestre dell'anno sia per l'attenuarsi degli effetti negativi dello scenario energetico, sia per gli ottimi risultati conseguiti sul mercato dei servizi ancillari.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Mercato si è attestato a 220 milioni di euro (229 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Al netto delle partite non ricorrenti (+6 milioni di euro nel 2020 e +22 milioni di euro nel 2019), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 214 milioni di euro, in aumento di 7 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

La variazione è riconducibile:

- all'aumento del numero di clienti del mercato libero elettrico e gas: 263 mila clienti in più nel segmento mass market rispetto alla fine del 2019, di cui 119 mila relativi al Gruppo AEB.
- alle maggiori vendite dei grandi clienti del mercato elettrico;
- alla maggiore marginalità unitaria delle vendite sul mercato libero elettricità e gas, comprensiva delle componenti regolate a copertura dei costi di commercializzazione;
- alle minori vendite gas ai grandi clienti;
- alla minore marginalità delle attività di "Energy Solutions" conseguente alla contrazione dei ricavi da vendita/cessione di titoli di efficienza energetica (TEE) e alla riclassifica di Consul System S.p.A. tra le società destinate alla vendita (nel 2019 la società aveva registrato circa 4 milioni di euro di margine operativo lordo).

Significativo è stato il contributo della Business Unit Mercato ai risultati del quarto trimestre grazie all'aumento del numero di clienti del mercato libero elettrico e gas, anche per effetto della variazione di perimetro – consolidamento del Gruppo AEB dal 1° novembre 2020.

Nell'ultimo trimestre dell'anno, inoltre, sono venuti meno gli effetti temporanei che avevano penalizzato la marginalità delle attività di efficienza energetica e illuminazione pubblica nei primi nove mesi (slittamento da maggio a novembre dell'approvvigionamento da parte dei distributori obbligati all'annullamento dei Titoli di Efficienza Energetica).

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Ambiente è risultato pari a 282 milioni di euro (268 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Al netto delle partite non ricorrenti (+1 milione di euro nel 2020; sostanzialmente nulle nel 2019), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 281 milioni di euro in aumento di 13 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Hanno contribuito positivamente al risultato dell'anno sia il comparto del trattamento dei rifiuti urbani (+10 milioni di euro rispetto al 2019) sia quello dei rifiuti industriali (+5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente) grazie:

- alle maggiori quantità di energia elettrica prodotta;
- alla positiva dinamica dei prezzi di conferimento (in particolare dei rifiuti assimilabili agli urbani);
- all'aumento dei prezzi di vendita della carta;
- al contributo degli impianti di nuova acquisizioni tramite operazioni di M&A: le linee di trattamento di Electrometal, società attiva nel trattamento e recupero di rifiuti provenienti da differenti processi industriali acquisita a fine 2019, l'impianto di generazione alimentato a biomassa di Agritre acquisito nel mese di febbraio 2020 e, di recente attivazione, l'impianto di recupero della plastica di Muggiano, attivato nel secondo semestre 2019.

Tali effetti positivi hanno più che compensato la riduzione di marginalità determinata dai minori prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta dai termovalorizzatori, la riduzione delle quantità smaltite negli altri impianti di trattamento urbani e i maggiori costi di smaltimento, in particolare delle scorie.

Nel confronto con l'esercizio precedente si segnalano anche la maggiore marginalità realizzata nelle commesse estere – attività di realizzazione degli impianti di trattamento rifiuti ad alta tecnologia, confluite nella Business Unit Ambiente - e una flessione dei risultati nel comparto raccolta dovuta alla contrazione delle attività commerciali e ai maggiori costi entrambi riconducibili alla gestione dell'emergenza per COVID-19.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Reti nel 2020 è risultato pari a 456 milioni di euro (472 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Al netto delle partite non ricorrenti (+7 milioni di euro nel 2020; +18 milioni di euro nel 2019), il Margine

Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 449 milioni di euro in diminuzione di 5 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

La variazione della marginalità è riconducibile principalmente:

- nelle reti di distribuzione elettrica e gas (+3 milioni di euro): i minori costi operativi e il consolidamento del Gruppo AEB hanno compensato i minori ricavi ammessi ai fini regolatori;
- nel comparto teleriscaldamento (-10 milioni di euro): scenario energetico negativo che ha caratterizzato l'anno in corso.
- nel ciclo idrico (+4 milioni di euro): maggiori ricavi riconducibili ai recenti incrementi tariffari deliberati dall'Autorità;
- nel comparto 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.

Gli **“Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni”** sono pari a 654 milioni di euro (547 milioni di euro al 31 dicembre 2019), di cui 6 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB, e presentano un decremento di 107 milioni di euro.

Gli **“Ammortamenti e svalutazioni”** risultano pari a 560 milioni di euro (511 milioni di euro al 31 dicembre 2019) di cui 5 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB e registrano un incremento complessivo di 49 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 142 milioni di euro (123 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La voce rileva maggiori ammortamenti per 19 milioni di euro di cui 3 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB, 3 milioni di euro relativi al servizio idrico integrato e 13 milioni di euro all'implementazione di sistemi informativi.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 34 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019 e riguardano:

- maggiori ammortamenti per 2 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 2 milioni di euro per diritti d'uso;
- maggiori ammortamenti per 10 milioni di euro riferiti principalmente agli investimenti entrati in produzione successivamente al 31 dicembre 2019;
- maggiori ammortamenti per 11 milioni di euro conseguenti il ripristino di valore a seguito di Impairment test a fine esercizio 2019 per gli asset relativi agli impianti di Chivasso, Sermide e Mincio;
- maggiori ammortamenti per 4 milioni di euro riferiti al consolidamento, a partire dall'esercizio 2020, di Agritre S.r.l. e Trestock S.r.l., e di Biofor consolidata a partire dal secondo semestre 2019;
- minori ammortamenti per 4 milioni di euro relativi per 3 milioni di euro alla rivisitazione delle vite utili degli impianti di Corteolona, Giussago, Lacchiarella e Cascina Maggiore a seguito del rinnovo delle autorizzazioni e per 1 milione di euro relativo alla rivisitazione della vita utile della Linea 1 del Termovalorizzatore di Parona che verrà sostituita dalla nuova Linea 3.

Le svalutazioni dell'esercizio risultano pari a 5 milioni di euro, di cui 1 milione di euro derivante dal consolidamento del Gruppo AEB, 2 milioni di euro dalla svalutazione effettuata sulla centrale di Monfalcone e 2 milioni di euro dalla svalutazione effettuata sulla discarica di Grottaglie in considerazione delle ridotte capacità reddituali future, a seguito del rigetto del ricorso da parte del Consiglio di Stato verso la sentenza del T.A.R. di Lecce n. 143/2019 e la conseguente conferma dell'annullamento del DD 45/18 che aveva permesso una modifica sostanziale dell'AIA relativa alla discarica con conseguente ripresa dell'attività di smaltimento.

Gli **“Accantonamenti per rischi”** presentano un effetto netto pari a 64 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2019) dovuto agli accantonamenti dell'esercizio per 75 milioni di euro, rettificati dalle eccedenze per 11 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere.

Gli accantonamenti dell'esercizio hanno riguardato per 8 milioni di euro l'accantonamento per canoni di derivazione d'acqua pubblica, per 12 milioni di euro accantonamenti a fondi fiscali, per 2 milioni di euro accantonamenti a fondi spese chiusura e post-chiusura su discariche, per 9 milioni di euro accantonamenti per fondi cause legali e contenziosi del personale, per 44 milioni di euro accantonamenti principalmente relativi al contenzioso sulla Discarica di Grottaglie e da altri accantonamenti per contenziosi in essere. Le eccedenze di fondi rischi ammontano a 11 milioni di euro e si riferiscono per 5 milioni di euro al rilascio di fondi per sovraccanoni di derivazione idroelettrica, per 3 milioni di euro al rilascio di fondi per contenziosi fiscali e ad altri rilasci per 3 milioni di euro.

L'“Accantonamento per rischi su crediti” presenta un valore di 30 milioni di euro (15 milioni di euro al 31 dicembre 2019) di cui 1 milione di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB, determinato dall'accantonamento dell'esercizio che risente anche degli effetti della pandemia COVID-19.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il **“Risultato Operativo Netto”** risulta pari a 550 milioni di euro (687 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Il **“Risultato da transazioni non ricorrenti”** non presenta alcun valore al 31 dicembre 2020 mentre nel precedente esercizio risultava pari a 4 milioni di euro e si riferiva interamente al badwill derivante dall'acquisizione della partecipazione in Biofor da parte del Gruppo LGH e successivamente fusa in Linea Ambiente.

Gli **“Oneri netti della gestione finanziaria”** sono risultati pari a 81 milioni di euro (114 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e presentano un decremento pari a 33 milioni di euro. Tale miglioramento è dovuto principalmente al rifinanziamento a tassi inferiori di obbligazioni scadute. Nel 2019 la voce comprendeva inoltre gli oneri complessivamente sostenuti per l'estinzione anticipata del bond in essere nel Gruppo Talesun.

La **“Quota di risultato di società consolidate ad equity”** non presenta alcun valore al 31 dicembre 2020 mentre risultava positiva per 4 milioni di euro nel precedente esercizio ed era riconducibile principalmente alla valutazione positiva della partecipazione detenuta dal Gruppo LGH nella società ASM Codogno.

Gli **“Oneri per imposte sui redditi”** nell'esercizio in esame sono risultati pari a 99 milioni di euro (189 milioni di euro al 31 dicembre 2019). Tale posta accoglie, tra le differenze di imposte degli esercizi precedenti, imposte positive per 51 milioni di euro per effetto della deducibilità della minusvalenza sulla cessione della partecipazione nella società EPCG.

Il **“Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita”** risulta negativo e pari a 2 milioni di euro e si riferisce alla cessione delle quote azionarie, pari al 4,16% del capitale sociale di Ascopiave S.p.A., al netto dei dividendi incassati. Nel precedente esercizio la voce era pari ad 1 milione di euro e si riferiva all'incasso di dividendi ed al provento di attualizzazione per adeguare il valore al fair value della partecipazione che era detenuta in EPCG.

Il **“Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo”**, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti pari a 4 milioni di euro, è risultato positivo e pari a 364 milioni di euro (positivo per 389 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 31 dicembre 2020 è variato rispetto al 31 dicembre 2019 per le seguenti operazioni:

- acquisizione da parte di LGH S.p.A. e consolidamento integrale delle società Agritre S.r.l., Tre Stock S.r.l. e Fragea S.r.l., società attive nel settore della generazione a biomassa;
- 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;
- consolidamento integrale di ASM Energia S.p.A., società operante nel mercato della vendita di gas ed energia elettrica, a partire dal 1° febbraio 2020;
- costituzione da parte di A2A S.p.A. e consolidamento integrale di A2A Telecommunications S.r.l., società di servizi di telecomunicazioni;
- consolidamento integrale del Gruppo AEB a partire dal 1° novembre 2020. Si evidenzia che i valori consolidati recepiscono gli effetti della Purchase Price Allocation, prevista dall'IFRS 3.

Si segnalano, infine, le riclassificazioni nella voce “Attività non correnti destinate alla vendita” delle seguenti partecipazioni:

- la partecipazione detenuta da A2A Energy Solutions S.r.l. nella società Consul System S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, è stata riclassificata, in conseguenza della cessione del 26% delle quote, che si è perfezionata a fine gennaio 2021;
- la partecipazione detenuta da A2A S.p.A. nella società Ge.S.I. S.r.l. in precedenza consolidata secondo il metodo del Patrimonio netto, è stata riclassificata in previsione dell'esercizio dell'opzione di vendita, sottoscritto in data 23 novembre 2020, dell'intera partecipazione.

milioni di euro	31 12 2020	31 12 2019	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	7.067	6.470	597
- Immobilizzazioni materiali	5.162	4.869	293
- Immobilizzazioni immateriali	2.737	2.379	358
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	32	45	(13)
- Altre attività/passività non correnti (*)	(99)	(117)	18
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	265	277	(12)
- Fondi rischi, oneri e passività per scariche	(752)	(676)	(76)
- Benefici a dipendenti	(278)	(307)	(29)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(94)	(114)	
Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti	507	335	172
Capitale Circolante Netto:	617	555	62
- Rimanenze	139	184	(45)
- Crediti commerciali	2.030	1.852	178
- Debiti commerciali	(1.552)	(1.481)	(71)
Altre attività/passività correnti:	(110)	(220)	110
- Altre attività/passività correnti (*)	(181)	(277)	96
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	71	57	14
di cui con contropartita il Patrimonio netto	7	(21)	
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	14	-	14
di cui con contropartita il Patrimonio netto	-	-	
TOTALE CAPITALE INVESTITO	7.588	6.805	783
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	4.116	3.651	465
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	3.907	3.294	613
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(435)	(140)	(295)
Totale Posizione finanziaria netta	3.472	3.154	318
di cui con contropartita il Patrimonio netto	31	24	
TOTALE FONTI	7.588	6.805	783

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

Sintesi economica,
patrimoniale
e finanziaria

Eventi di rilievo
nel corso
dell'esercizio

Eventi di rilievo
successivi al 31
dicembre 2020

Evoluzione
prevedibile
della gestione

Proposta di
destinazione
del risultato
dell'esercizio al
31 dicembre 2020
e distribuzione
del dividendo

Capitale immobilizzato netto

Il **“Capitale immobilizzato netto”**, è pari a 7.067 milioni di euro e risulta in aumento di 597 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019.

Le variazioni intervenute sono di seguito dettagliate:

- le Immobilizzazioni Materiali, presentano una variazione in aumento pari a 293 milioni di euro corrispondente a:
 - investimenti effettuati pari a 451 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 210 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 110 milioni di euro, allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento per 50 milioni di euro, all'acquisizione di mezzi mobili per la raccolta dei rifiuti e altre attrezzature per 28 milioni di euro, ad investimenti orientati allo sviluppo del piano di efficienza energetica per 24 milioni di euro, ad interventi sulla rete in fibra ottica e di trasporto gas per 14 milioni di euro, nonché ad interventi su fabbricati per 15 milioni di euro;
 - primo consolidamento delle società acquisite nel corso dell'esercizio che ha comportato un incremento di 192 milioni di euro;
 - incremento netto per altre variazioni pari a 72 milioni di euro dovuto ad incrementi del fondo decommissioning e spese chiusura e post chiusura discariche per 46 milioni di euro, ad incrementi dei diritti d'uso in applicazione del principio contabile IFRS 16 per 20 milioni di euro, anticipi acconti a fornitori per 3 milioni di euro, riclassifiche da immobilizzazioni immateriali ad immobilizzazioni materiali per 4 milioni di euro ed a decrementi, per 1 milione di euro, a seguito di riclassifiche ad altre poste di bilancio;
 - diminuzione di 5 milioni di euro a seguito degli smobilizzi dell'esercizio al netto del relativo fondo di ammortamento;
 - diminuzione di 4 milioni di euro per svalutazioni effettuate nel corso dell'esercizio;
 - riduzione di 413 milioni di euro imputabile agli ammortamenti dell'esercizio;
- le Immobilizzazioni Immateriali, mostrano una variazione in aumento di 358 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019 attribuibile a:
 - investimenti effettuati pari a 287 milioni di euro, dovuti all'implementazione di sistemi informativi per 110 milioni di euro, ad interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti dell'area distribuzione gas per 98 milioni di euro, a lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, reti fognarie e impianti di depurazione per 69 milioni di euro, ad altri investimenti residui per 10 milioni di euro;
 - primo consolidamento delle società acquisite nel corso dell'esercizio che ha comportato un incremento di 248 milioni di euro;
 - decremento netto di 28 milioni di euro per altre variazioni, dovute al decremento dei certificati ambientali del portafoglio industriale per 15 milioni di euro ed al decremento per 13 milioni di euro per riclassifica ad altre poste di bilancio;
 - diminuzione per 6 milioni di euro (al netto del relativo fondo di ammortamento) dovuti per 2 milioni di euro alla cessione a Italgas Reti S.p.A. del ramo d'azienda relativo alla gestione della rete e del servizio di distribuzione di gas naturale nei comuni ricadenti nell'ambito territoriale (Atem) “Alessandria 4” e per 4 milioni di euro relativi agli smobilizzi dell'esercizio;
 - diminuzione per 1 milione di euro riguardante svalutazioni effettuate nel corso dell'esercizio;
 - riduzione di 142 milioni di euro imputabile agli ammortamenti dell'esercizio;
- le Partecipazioni e le Altre Attività Finanziarie non correnti ammontano a 32 milioni di euro, in diminuzione di 13 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019 in conseguenza della variazione del metodo di consolidamento di ASM Energia S.p.A. e di Gelsia Ambiente S.r.l., alla riclassificazione nelle “Attività non correnti destinate alla vendita” della partecipazione in Ge.S.I. S.r.l., in parte compensata dagli investimenti effettuati in start-up innovative tramite progetti di Corporate Venture Capital e dall'incasso di dividendi da partecipazioni collegate;
- le Altre Attività e Passività non correnti presentano un incremento pari a 18 milioni di euro riconducibili alla riclassifica a breve termine di alcuni debiti per prezzi differiti derivanti dalle acquisizioni effettuate nel settore fotovoltaico, al netto di altre variazioni in diminuzione per 2 milioni di euro;
- le Attività per imposte anticipate ammontano a 265 milioni di euro (277 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e presentano un decremento pari a 12 milioni di euro;
- i Fondi rischi, oneri e passività per discariche registrano una variazione in aumento, al netto degli effetti dei primi consolidamenti per 25 milioni di euro, pari a 51 milioni di euro. La movimentazione dell'esercizio è dovuta ad utilizzi dell'esercizio per 51 milioni di euro relativi al sostenimento di costi decommissioning e discariche per 28 milioni di euro, alla conclusione di alcuni contenziosi legali per 3 milioni di euro e ulteriori utilizzi per 20 milioni di euro. Si evidenziano, inoltre, una variazione in aumento derivante dagli accantonamenti netti dell'esercizio per 64 milioni di euro ed altre variazioni in aumento per 38 milioni di euro, a seguito di alcune nuove perizie nonché dell'aggiornamento delle perizie esistenti e dei tassi di attualizzazione utilizzati per le stime degli oneri futuri di smantellamento e ripristino;

- i Beneficiari a dipendenti, presentano una variazione in diminuzione per 29 milioni di euro, riferita alle erogazioni dell'anno, ai versamenti ai fondi previdenziali ed alle valutazioni attuariali, al netto degli accantonamenti dell'esercizio.

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 617 milioni di euro, in incremento per 62 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019. Le poste principali sono di seguito commentate:

- le **“Rimanenze”** sono pari a 139 milioni di euro (184 milioni di euro al 31 dicembre 2019), al netto del relativo fondo obsolescenza per 20 milioni di euro, in aumento di 2 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019. La variazione in diminuzione è riconducibile all'effetto combinato della riduzione per 41 milioni di euro dello stock di combustibili (gas e gasolio), della riduzione delle giacenze di carbone presso terzi per 11 milioni di euro e di altre variazioni in diminuzione, pari a 1 milione di euro, relative alle giacenze di materiali e di certificati bianchi di trading. Gli effetti derivanti dai primi consolidamenti dell'esercizio risultano pari a 8 milioni di euro;
- i **“Crediti commerciali”** risultano pari a 2.030 milioni di euro (1.852 milioni di euro al 31 dicembre 2019), con un incremento pari a 178 milioni di euro, di cui 85 milioni di euro riconducibile ai primi consolidamenti dell'esercizio.
il **“Fondo rischi su crediti”**, calcolato in ottemperanza al principio IFRS 9, è pari a 130 milioni di euro e presenta un incremento netto di 22 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019, di cui 16 milioni di euro riconducibili agli effetti derivanti dai primi consolidamenti.
- i **“Debiti commerciali”** risultano pari a 1.552 milioni di euro e presentano una variazione in aumento per 71 milioni di euro.
- le **“Altre attività/passività correnti”** presentano un decremento netto pari a 110 milioni di euro riconducibile a:
 - incremento netto dei crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per 67 milioni di euro;
 - incremento netto del credito verso l'erario per IVA, accise ed altre imposte indirette per 60 milioni di euro;
 - incremento netto delle attività per strumenti derivati per 32 milioni di euro, in conseguenza della variazione della valutazione a fair value al termine dell'esercizio e delle quantità coperte;
 - incremento delle altre passività correnti riconducibile alla riclassifica a breve termine di alcuni debiti per prezzi differiti derivanti dalle acquisizioni effettuate nel settore fotovoltaico, per 19 milioni di euro;
 - decremento dei crediti per anticipi a fornitori, che a fine dicembre 2019 comprendevano gli anticipi per l'acquisto di carbone, per 12 milioni di euro;
 - incremento dei debiti verso il personale per 11 milioni di euro;
 - altre variazioni in diminuzione per 7 milioni di euro.

Le **“Attività/Passività destinate alla vendita”** risultano positive e pari a 14 milioni di euro al 31 dicembre 2020 e si riferiscono per 11 milioni di euro alla riclassificazione secondo l'IFRS 5 delle attività e passività della società Consul System S.p.A., in conseguenza della cessione del 26% delle quote che si è perfezionata a fine gennaio 2021 e per 3 milioni di euro alla riclassificazione della partecipazione in Ge.S.I. S.r.l., in seguito all'esercizio dell'opzione di vendita della partecipazione.

Il **“Capitale investito”** consolidato al 31 dicembre 2020 ammonta a 7.588 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 4.116 milioni di euro e nella Posizione finanziaria netta per 3.472 milioni di euro.

Patrimonio netto

Il **“Patrimonio netto”**, pari a 4.116 milioni di euro, presenta una movimentazione positiva per complessivi 465 milioni di euro.

Alla variazione positiva ha contribuito il risultato dell'esercizio per 368 milioni di euro (364 milioni di euro di competenza del Gruppo e 4 milioni di euro di competenza delle minoranze), compensato dalla distribuzione di dividendi per 241 milioni di euro. Si evidenziano inoltre una valutazione positiva dei derivati cash flow hedge e riserve IAS 19 per 32 milioni di euro.

L'effetto positivo sul Patrimonio di Gruppo derivante dalla variazione del perimetro di consolidamento è pari a 321 milioni di euro, di cui 217 milioni di euro di competenza di terzi.

La **“Posizione Finanziaria Netta di Consolidato”** al 31 dicembre 2020 risulta pari a 3.472 milioni di euro (3.154 milioni di euro a fine 2019). Escludendo le variazioni di perimetro intervenute nell'anno in corso, la Posizione Finanziaria Netta si attesta a 3.327 milioni di euro, registrando un assorbimento di cassa pari a 173 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019, dopo investimenti per 738 milioni di euro e dividendi per 241 milioni di euro.

5 Risultati consolidati e andamento della gestione

milioni di euro	01 12 2020 31 12 2020	01 12 2019 31 12 2019
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	(3.154)	(3.022)
Apporto primi consolidamenti	(85)	(3)
Prima applicazione IFRS 16	-	(109)
Nuovi contratti IFRS 16	(20)	(21)
Risultato netto	368	393
Imposte di competenza dell'esercizio	99	189
Interessi netti di competenza dell'esercizio	81	114
Plusvalenze/minusvalenze dell'esercizio	4	-
Ammortamenti	555	502
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	16	18
Accantonamenti netti dell'esercizio	94	36
Risultato da partecipazioni valutate a equity	-	(4)
Svalutazioni di attività destinate alla vendita	-	-
Interessi netti pagati	(80)	(100)
Imposte nette pagate	(123)	(235)
Dividendi pagati	(256)	(232)
Variazioni crediti verso clienti	(123)	(76)
Variazioni debiti verso fornitori	25	61
Variazioni rimanenze	53	3
Altre variazioni del capitale circolante netto	(116)	31
Flussi finanziari netti da attività operativa	597	700
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(738)	(627)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(139)	(56)
Apporto disponibilità liquide primi consolidamenti	36	3
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	38	-
Dividendi incassati da partecipazioni	1	-
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(802)	(680)
Free cash flow	(205)	20
Altre variazioni	(1)	(14)
Variazioni delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	(7)	(5)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	(3.472)	(3.154)

5.2 Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

Partnership industriale tra A2A S.p.A. e Ambiente Energia Brianza S.p.A.

In data 27 gennaio 2020, i Consigli di Amministrazione di A2A S.p.A. e di Ambiente Energia Brianza S.p.A. (AEB) hanno definito il percorso di studio di fattibilità per la realizzazione del progetto di partnership territoriale che coinvolge le due Multi-utility lombarde, ponendo le basi per la creazione di un nuovo soggetto industriale seguendo il modello della Multi-utility dei Territori.

I Gruppi A2A e AEB, proseguendo nel percorso comunicato il 17 ottobre 2019 ed il 20 dicembre 2019, hanno completato positivamente la fase di studio della partnership industriale con l'approvazione da parte dei Consigli di Amministrazione di Unareti S.p.A. (controllata al 100% da A2A) e di AEB S.p.A. di un progetto di aggregazione da realizzarsi attraverso un'operazione di scissione parziale di Unareti in favore della beneficiaria AEB. Tale progetto è stato approvato anche dalle rispettive assemblee dei soci in data 30 aprile 2020.

In data 26 giugno 2020 il TAR di Milano ha depositato due ordinanze che sospendono l'efficacia della delibera del 20 aprile 2020 con la quale il Comune di Seregno aveva approvato l'operazione di aggregazione territoriale ed ha fissato al 2 dicembre 2020 l'udienza in merito. I ricorrenti hanno evidenziato presunti vizi dell'operazione chiedendo al Tribunale di sospendere l'efficacia della delibera del Comune, per prevenire la conclusione dell'operazione già approvata dalle assemblee delle società. Le società ricorreranno al Consiglio di Stato per confermare la legittimità dell'operazione.

In data 22 ottobre 2020 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha comunicato la propria autorizzazione all'integrazione industriale territoriale tra A2A S.p.A. e Ambiente Energia Brianza S.p.A. - AEB (la multi-utility della Brianza, con soci pubblici costituiti da numerosi Comuni dell'area, e con il Comune di Seregno quale capofila), subordinatamente all'implementazione di determinati impegni.

A valle di tale autorizzazione in data 27 ottobre 2020 A2A e Ambiente Energia Brianza (AEB) hanno proceduto ad implementare il percorso di integrazione industriale territoriale, sottoscrivendo l'atto di scissione per il perfezionamento dell'operazione, con efficacia prevista per il 1° novembre 2020.

AEB ha visto l'ingresso nel proprio capitale sociale di A2A con una quota pari al 34%, mentre i Comuni soci manterranno la maggioranza delle azioni, con il ruolo di capofila al Comune di Seregno, con circa il 37%.

L'aggregazione permetterà di rinforzare la competitività e la vocazione territoriale di AEB, garantendo una crescita sostenibile e duratura nel tempo. Sono previsti concreti e significativi benefici industriali: rafforzamento della capacità competitiva di AEB, migliore accesso al credito e rinforzata capacità di investimento, sinergie commerciali e operative, sharing di piattaforme e knowhow per nuovi servizi innovativi.

Il Piano Industriale definito congiuntamente da AEB e A2A, parte integrante degli accordi, individuerà i principali driver per lo sviluppo organico dei business presidiati (illuminazione pubblica e vendita energia elettrica e gas), nell'aggiudicazione delle gare gas negli ambiti strategici e nello sviluppo di nuovi business (efficienza energetica, smart city, e-mobility). Il Piano riguarda obiettivi importanti con investimenti superiori a 300 milioni di euro in 5 anni, di cui oltre 190 milioni di euro nei territori dei Comuni soci. L'EBITDA per AEB si aggira intorno ai 50 milioni di euro mentre a livello di governance il progetto assicurerà ai soci pubblici il diritto di designare Presidente e Vice Presidente della società; A2A avrà un ruolo di direzione e coordinamento su AEB, oltre alla nomina dell'Amministratore Delegato.

Con Provvedimento n. 28406 del 20 ottobre 2020, a chiusura del Procedimento C12294 – A2A/AEB, l'AGCM ha deliberato la clearance, soggetta ad impegni, dell'operazione di acquisto di AEB da parte di A2A S.p.A..

Accordo tra Italgas e A2A per la cessione reciproca di alcuni asset al fine di rafforzare i propri core business

In data 31 gennaio 2020 si è perfezionata, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive previste, l'operazione annunciata ad ottobre 2019 tra Italgas Reti (Gruppo Italgas) ed A2A Calore & Servizi (Gruppo A2A).

In particolare, Italgas Reti ha ceduto ad A2A Calore & Servizi l'insieme delle attività di teleriscaldamento gestite nel comune di Cologno Monzese (Milano); contestualmente, Unareti ha ceduto ad Italgas Reti le attività di distribuzione del gas naturale gestite in sette Comuni appartenenti all'ATEM Alessandria 4.

L'impianto del teleriscaldamento di Cologno Monzese è costituito da una rete di distribuzione di oltre 8 chilometri e serve 52 sottostazioni di scambio termico con vendite di calore per circa 26,1 GWh.

Le sette reti di distribuzione del gas nei Comuni di Castelnuovo Scrivia, Pecetto di Valenza, Bassignana, Rivarone, Guazzora, Montecastello e Pietra Marazzi si estendono complessivamente per oltre 140 chilometri e servono circa 4.200 utenze.

A2A S.p.A.: operazione Ascopiave S.p.A.

In data 31 gennaio 2020, A2A S.p.A. ha acquisito n. 9.758.767 azioni di Ascopiave S.p.A. pari a una quota del 4,16% del capitale sociale.

In data 18 giugno 2020, a seguito del venir meno dei presupposti strategici sulla base dei quali l'operazione era stata realizzata, A2A ha ceduto n° 4.688.231 azioni di Ascopiave S.p.A. ad un prezzo di 3,905 euro ciascuna, pari ad una quota del 2% del capitale sociale. Il Gruppo A2A ha, inoltre, esercitato il diritto di recesso per il restante 2,16% in possesso.

LGH acquisisce l'impianto a biomassa Agritre

Linea Group Holding S.p.A., in data 27 febbraio 2020, ha sottoscritto l'accordo per l'acquisizione dell'impianto di generazione alimentato a biomassa Agritre, situato a Sant'Agata di Puglia (Foggia).

L'impianto, che ha una capacità installata di 25.2 MW ed è una delle più grandi centrali energetiche a biomasse in Italia, è alimentato esclusivamente da biomassa solida di origine vegetale vergine rappresentata prevalentemente da paglia di cereali, principale sottoprodotto agricolo disponibile in provincia di Foggia, oltre che da potature arboree e altri residui agroforestali presenti nel territorio. L'impianto è in grado di colmare il fabbisogno energetico di oltre 46.000 famiglie, inducendo benefici all'ambiente e all'economia locale; la produzione di energia elettrica si attesta a circa 184.000 MWh annui.

Gruppo A2A: approvati i risultati 2019

In data 19 marzo 2020, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A., ha approvato i progetti di bilancio e la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2019.

I Ricavi salgono a quota 7,3 miliardi di euro in aumento del 13% rispetto all'esercizio precedente.

Il Margine Operativo Lordo e l'Utile Netto risultano in crescita, rispettivamente a 1.234 milioni di euro (in linea con l'esercizio 2018) e 389 milioni di euro (+13% rispetto all'esercizio 2018).

Gli investimenti sono in forte crescita a 627 milioni di euro, in aumento del 25% rispetto all'esercizio precedente con una Posizione Finanziaria Netta pari a 3.154 milioni di euro. Il rapporto PFN/EBITDA si attesta a 2,56X.

Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 0,0775 euro per azione, in crescita del 10,7% rispetto all'esercizio precedente.

A2A ridurrà del 46% le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030

In data 26 marzo 2020 il Gruppo A2A risulta la prima multiutility in Italia ad aver ottenuto la validazione del target delle emissioni da parte di Science Based Targets initiative (SBTi). Tale iniziativa nasce dalla collaborazione tra il CDP (Carbon Disclosure Project), il Global Compact delle Nazioni Unite (UNGC), il World Resources Institute (WRI) e il World Wide Fund for Nature (WWF) per verificare l'allineamento dei target di decarbonizzazione delle imprese con le indicazioni dell'Accordo di Parigi (COP21).

Il percorso di decarbonizzazione prevede, al 2030, una riduzione del 46% delle emissioni dirette (Scope1) di gas effetto serra per chilowattora prodotto, rispetto al 2017.

L'obiettivo si basa sullo sviluppo di nuova capacità rinnovabile, pari almeno a 1,6 GW al 2030, sull'ottimiz-

zazione degli impianti a gas a ciclo combinato e sulla dismissione e riconversione delle centrali convenzionali a carbone e olio combustibile.

Negli impegni si annovera anche la riduzione del 100% delle emissioni Scope2 entro il 2024, ed una riduzione del 20% delle emissioni indirette Scope3 entro il 2030 collegate all'acquisto di combustibili per i propri impianti e alle vendite di gas ai clienti finali.

A2A accelera ulteriormente sul percorso di decarbonizzazione

In data 16 aprile 2020, il Gruppo A2A rende noto di aver accelerato il percorso di decarbonizzazione del sistema energetico, abbandonando sin da subito l'utilizzo del carbone alla Centrale Lamarmora di Brescia.

Questa importante decisione renderà la stagione termica 2020/2021 la prima senza carbone in larghissimo anticipo rispetto alle indicazioni del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima del MiSE, che ha sollecitato l'uscita dal carbone in Italia nel 2025.

L'addio al carbone si inserisce nel piano di investimenti da 105 milioni di euro varato per sostituire il calore prodotto dalla Centrale Lamarmora attraverso combustibili fossili (ovvero carbone e gas) con fonti più "green" e a migliorare complessivamente le prestazioni ambientali.

Le principali azioni del piano prevedono presso la Centrale Lamarmora i seguenti investimenti: accumuli termici per il teleriscaldamento, campo solare, potenziamento DeNox e recupero calore dai fumi di termoutilizzazione.

Gli investimenti attualmente in corso per la Centrale Lamarmora e il termoutilizzatore si aggiungono ai 140 milioni di euro stanziati tra il 2005 e il 2017 e finalizzati al continuo aggiornamento degli impianti del sistema energetico bresciano.

ENI ed A2A: Partnership per la gestione dei rifiuti industriali

Eni, attraverso la società ambientale Eni Rewind, e A2A Ambiente hanno siglato un Memorandum of Understanding nell'ambito delle migliori pratiche di economia circolare per l'avvio di una collaborazione per la gestione di rifiuti speciali di natura industriale, l'ottimizzazione dei processi e l'individuazione di innovative soluzioni impiantistiche "End-to-End".

A valle del positivo completamento delle attività previste dall'accordo, Eni Rewind e A2A Ambiente valuteranno un piano di iniziative comuni nel settore dei rifiuti industriali atto a colmare le attuali carenze gestionali e infrastrutturali che caratterizzano il contesto italiano ed europeo.

A2A S.p.A.: Assemblea ordinaria

In data 13 maggio 2020, l'Assemblea dei Soci ordinaria di A2A S.p.A. ha approvato il bilancio 2019. Si è approvata, inoltre, la proposta del Consiglio di Amministrazione di distribuire un dividendo per azione ordinaria pari a 0,0775 euro.

Viene nominato, inoltre, per 3 esercizi, con il meccanismo del voto di lista, il Consiglio di Amministrazione costituito dai seguenti 12 componenti: Marco Emilio Angelo Patuano - Presidente; Giovanni Comboni - Vice Presidente; Renato Mazzoncini; Federico Maurizio d'Andrea; Fabio Lavini; Stefania Bariatti; Maria Grazia Speranza; Gaudiana Giusti e Christine Perrotti (tratti dalla lista presentata congiuntamente dagli azionisti di maggioranza Comune di Brescia e Comune di Milano, titolari complessivamente di una partecipazione pari al 50,000000112% circa del capitale sociale) Vincenzo Cariello, Secondina Giulia Ravera e Luigi De Paoli (tratti dalla lista presentata congiuntamente da un gruppo di azionisti di minoranza costituito da società di gestione del risparmio ed investitori istituzionali, titolari complessivamente di una partecipazione pari al 2,33325% circa del capitale sociale).

Nominato per tre esercizi, con il meccanismo del voto di lista, il Collegio Sindacale costituito dai seguenti 3 componenti effettivi e 2 componenti supplenti: Chiara Segala - Sindaco Effettivo; Maurizio Leonardo Lombardi - Sindaco Effettivo e Antonio Passantino - Sindaco Supplente (tratti dalla lista presentata congiuntamente dagli azionisti di maggioranza Comune di Brescia e Comune di Milano, titolari complessivamente di una partecipazione pari al 50,000000112% circa del capitale sociale) Giacinto Gaetano Sarubbi - Presidente e Patrizia Tettamanzi - Sindaco Supplente (tratti dalla lista presentata congiuntamente da un gruppo di azionisti di minoranza costituito da società di gestione del risparmio ed investitori istituzionali, titolari complessivamente di una partecipazione pari al 2,33325% circa del capitale sociale).

Gruppo A2A: Cessazione del rapporto di lavoro con il dottor Luca Valerio Camerano

In data 14 maggio 2020, A2A S.p.A. ha comunicato di aver raggiunto un accordo per la risoluzione consensuale del rapporto di lavoro con il Dottor Luca Valerio Camerano, con effetto 31 maggio 2020. Nell'ambito di tale accordo il Dottor Camerano ha rinunciato a far data dal 14 maggio 2020 al ruolo di Direttore Generale e ad ogni delega e potere conferitogli.

A2A S.p.A.: Consiglio di Amministrazione

In data 14 maggio 2020, si è riunito per la prima volta sotto la Presidenza di Marco Emilio Angelo Patuano il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. nominato dall'Assemblea dei Soci del 13 maggio 2020. Il Consiglio ha nominato Renato Mazzoncini quale Amministratore Delegato e Direttore Generale della Società.

Il Consiglio ha conferito al Presidente l'incarico di curare, in coordinamento con l'Amministratore Delegato per quanto di competenza di quest'ultimo, le relazioni istituzionali e le relazioni esterne ad esse connesse, nonché di promuovere operazioni straordinarie di aggregazione territoriale. All'Amministratore Delegato e Direttore Generale sono stati attribuiti ampi poteri per la gestione ordinaria e per l'elaborazione di proposte per operazioni straordinarie della Società.

Il Consiglio di Amministrazione ha, altresì, provveduto alla nomina dei seguenti tre Comitati, indicandone i componenti e precisamente:

- Comitato Controllo e Rischi: Luigi De Paoli (Presidente), Federico Maurizio d'Andrea, Gaudiana Giusti e Christine Perrotti;
- Comitato per la Remunerazione e le Nomine: Secondina Giulia Ravera (Presidente), Stefania Bariatti e Giovanni Comboni;
- Comitato per la Sostenibilità e il Territorio: Marco Emilio Angelo Patuano (Presidente), Vincenzo Cariello, Fabio Lavini e Maria Grazia Speranza.

A2A S.p.A.: assunzione delibera quadro per emissione prestiti obbligazionari

In data 18 giugno 2020, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. 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 da 4 miliardi di euro costituito nel 2012 e in corso di rinnovo, sino a un massimo complessivo di 1 miliardo di euro, entro il 30 aprile 2023.

Le emissioni dei prestiti obbligazionari, che potranno, se del caso, anche essere green bond o sustainability linked bond, 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.

Gruppo A2A: Nomina vertici del “Banco dell’energia Onlus”

In data 3 luglio 2020 si è riunito il Consiglio dei Promotori del Banco dell’energia Onlus che ha nominato Marco Patuano, Presidente e Renato Mazzoncini, Consigliere.

Il Banco dell’energia Onlus è un ente senza scopo di lucro, promosso da A2A e dalle Fondazioni Aem e ASM, con l’obiettivo di raccogliere fondi per sostenere le famiglie che si trovano in situazione di difficoltà economica e sociale.

A2A S.p.A.: Standard Ethics ha confermato il rating “EE”

Standard Ethics, agenzia di rating indipendente che misura la sostenibilità delle imprese, ha assegnato ad A2A per il secondo anno consecutivo il rating “EE”, che corrisponde a “strong”.

Secondo il giudizio di Standard Ethics infatti, A2A è fra le società europee del settore che meglio interpretano il percorso di decarbonizzazione, così come delineato dall’Accordo di Parigi sul contenimento dei cambiamenti climatici e dalle successive politiche ambientali europee.

Inoltre, l’agenzia comunica che gli obiettivi del Gruppo per la riduzione delle emissioni appaiono ambiziosi e ben monitorati e l’intera rendicontazione ESG (Environmental, Social e Governance) è valutata come allineata alle buone pratiche europee; la visione di lungo periodo del Gruppo è positiva.

A2A presenta i bilanci di sostenibilità territoriali relativi all'esercizio 2019

A2A nel corso del secondo semestre 2020 ha presentato i bilanci di sostenibilità territoriali relativi all'esercizio 2019.

In data 28 luglio 2020 è stato presentato il bilancio di sostenibilità di Brescia: si rilevano, tra gli altri contributi, un valore sul territorio distribuito pari a 388 milioni di euro di cui 179 milioni di euro spesi per forniture e 127 milioni di euro erogati come costo del lavoro.

In data 22 settembre 2020 è stata la volta del bilancio di sostenibilità di Bergamo dove si evidenziano, tra gli altri contributi erogati, 130 milioni di euro in forniture e 34 milioni di euro come costo del lavoro. In data 28 ottobre 2020 il Gruppo ha presentato il bilancio di sostenibilità territoriale del Friuli Venezia Giulia con un valore distribuito sul territorio di 25 milioni di euro di cui 6 milioni di euro per il mantenimento e sviluppo degli impianti e 10 milioni di euro ordinati ai fornitori locali.

In data 20 novembre 2020 è stato presentato il bilancio di sostenibilità territoriale della Valtellina e Valchiavenna: sul territorio risultano distribuiti 38 milioni di euro di cui 6 milioni di euro per il mantenimento e sviluppo degli impianti e 1,8 milioni di euro ordinati ai fornitori locali.

A2A, al via i primi investimenti del fondo di Corporate Venture Capital dedicato all'innovazione

La prima startup scelta da A2A per il suo alto potenziale innovativo e di crescita è l'inglese Greyparrot. Greyparrot ha sviluppato una soluzione basata sulla computer vision che integra intelligenza artificiale e data analytics: il software identifica automaticamente diversi tipi di rifiuti fornendo anche informazioni sulla loro composizione. La startup sta già stringendo accordi con i principali operatori di settore a livello internazionale ed ha inoltre vinto gli "The Europas Awards 2020" per la categoria "Hottest Climate/GreenTech Startup". Greyparrot, il cui software è attualmente in sperimentazione presso l'impianto di selezione e trattamento della plastica di A2A a Muggiano (MI), è stata scelta poiché potrà offrire la possibilità di implementare la digitalizzazione e l'automazione dei processi legati al ciclo dei rifiuti, migliorando ulteriormente l'efficienza del processo di raccolta e separazione.

Nel mese di settembre 2020 sono state selezionate ulteriori tre start-up: Hades, Circular Materials e Siteflow.

Hades, startup svizzera legata all'università di Zurigo, ha sviluppato una soluzione basata sulla computer vision per l'ispezione delle reti delle acque di rifiuto. Tramite un modello di intelligenza artificiale è in grado di identificare e localizzare lungo la rete perdite, rotture e crepe, consentendo una manutenzione predittiva e un risparmio fino al 40% sugli interventi di riparazione e ammodernamento.

Circular Materials, realtà italiana basata a Milano, ha brevettato una tecnologia per la rimozione di metalli pesanti e preziosi dalle acque reflue industriali in ottica di economia circolare. L'impianto sviluppato dalla startup permette di recuperare efficacemente metalli quali arsenico, cadmio, nickel, zinco, rame, mercurio, oro, argento etc. affinché non vengano dispersi nell'ambiente e possano tornare a generare valore. Siteflow, infine, con sede in Francia, ha sviluppato un software per la digitalizzazione dei processi di manutenzione nei grandi impianti produttivi. La soluzione consente di migliorare gli standard operativi condivisi per la gestione delle manutenzioni programmate, la produzione della documentazione ai fini di audit e la valorizzazione di un database centralizzato digitale, favorendo inoltre la collaborazione fra le diverse professionalità.

Il programma di Corporate Venture Capital di A2A è nato a fine 2019 con la partecipazione di alcuni partner come 360 Capital, fondo di venture capital, e il Politecnico di Milano con il fondo Poli360 che fa leva sul Technology Transfer Office e l'incubatore Polihub. Il CVC di A2A prevede investimenti fino a 70 milioni per startup che operino in ambiti di business strategici per il Gruppo.

Gruppo A2A, il Consiglio di Stato ripristina l'aggiudicazione della Gara Gas Milano

In data 7 settembre 2020, il Consiglio di Stato ha accolto gli appelli presentati nel febbraio 2020 da Unareti e dal Comune di Milano contro la sentenza del TAR Lombardia del 5 dicembre 2019 che aveva portato all'annullamento della aggiudicazione a Unareti della gara per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ambito territoriale di "Milano 1 - Città e Impianto di Milano". Il Consiglio di Stato ha da una parte rigettato gli elementi di carattere giuridico e amministrativo che avevano portato il TAR ad escludere Unareti dalla procedura e dall'altra ha confermato le valutazioni della commissione di gara che ne aveva premiato l'offerta.

La concessione, della durata di 12 anni, ha un valore complessivo di circa 1,4 miliardi di euro.

La Società Unareti ha previsto un totale di circa 650 milioni di euro di investimenti in arco piano che porteranno ad una crescita del valore della RAB di proprietà relativa all'ATEM di Milano 1 (attualmente pari a circa 660 milioni di euro) di circa 180 milioni di euro.

In data 18 febbraio 2021 2i Rete Gas S.r.l. ha presentato ricorso in Cassazione per chiedere di accertare la carenza di giurisdizione del Consiglio di Stato che ha emesso la sentenza 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, quindi, Unareti ed il Comune di Milano, nella sua funzione di ATEM Milano 1, possono procedere alla sottoscrizione del contratto di servizio. Nei termini la Società si costituirà (mediante notifica di 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. sta continuando ad esercitare la normale attività in prorogatio.

Snam e A2A: accordo di cooperazione tecnologica per sviluppare il ruolo dell'idrogeno nella produzione elettrica e nelle reti di distribuzione

In data 25 settembre 2020, Snam e A2A hanno firmato un memorandum of understanding di cooperazione tecnologica avente a oggetto lo studio di progetti finalizzati allo sviluppo dell'utilizzo dell'idrogeno nell'ambito della decarbonizzazione del settore energetico in Italia e della Hydrogen Strategy europea.

La cooperazione si focalizzerà in primo luogo sullo studio, analisi e valutazione di fattibilità di progetti aventi ad oggetto la conversione delle centrali termoelettriche di A2A da carbone a gas naturale, idrogeno o miscele gas naturale/idrogeno. Le due società, inoltre, studieranno soluzioni finalizzate al retrofit delle esistenti turbine a gas a ciclo combinato di A2A per idrogeno o miscele gas naturale/idrogeno e iniziative finalizzate a produzione, stoccaggio e trasporto di idrogeno da fonti rinnovabili e alla modifica delle infrastrutture di distribuzione gas di A2A al fine di renderle "hydrogen ready".

Depuratore della Valtrompia: entro il 2021 al via nuovo impianto green e tecnologicamente all'avanguardia

Il nuovo impianto sarà realizzato a Concesio, in località Dosso Boscone - una zona altamente urbanizzata - sulla sponda sinistra del fiume Mella e servirà vari Comuni della zona.

Il depuratore è stato progettato con particolare attenzione all'integrazione nel paesaggio esistente e alla minimizzazione dell'impatto ambientale, e verrà collocato al di sotto di una struttura prefabbricata ricoperta da uno strato di verde naturale.

Dal punto di vista tecnologico sarà un impianto all'avanguardia: il processo depurativo con tecnologia a membrane che lavorano nel campo dell'ultrafiltrazione (MBR) consente una resa depurativa tra le più performanti e permette anche una notevole riduzione degli ingombri; l'impianto avrà una superficie di circa 14.500 m² (di cui 9.000 m² coperti) e sarà dotato di tecnologie in grado di eliminare odori e rumori.

A2A e Suez: partnership per un sistema di gestione dei rifiuti industriali

In data 6 ottobre 2020 la controllata A2A Ambiente e Suez hanno firmato oggi un Memorandum of Understanding finalizzato a creare un player d'eccellenza per la gestione dei rifiuti del sistema produttivo e industriale italiano.

L'accordo prevede la definizione di una nuova società partecipata dalle due realtà industriali, che possa combinare asset, risorse e capacità strategiche lungo tutta la catena del valore nel settore ambientale, con una capacità complessiva pari a 300.000 tonnellate di rifiuti l'anno.

A2A acquisisce Agripower, azienda italiana di generazione elettrica da Biogas

A2A, attraverso la controllata Linea Group Holding (LGH), si è aggiudicata all'asta la società Agripower S.r.l., realtà industriale specializzata nello sviluppo e gestione di impianti di generazione elettrica da biogas con sede a Zola Predosa (BO).

L'aggiudicazione dell'intero capitale sociale di Agripower, al valore di 10,1 milioni di euro, è avvenuta nell'ambito della procedura di concordato preventivo presso il Tribunale di Bologna riguardante SECI S.p.A., parte del Gruppo Maccaferri.

Alla data del 28 gennaio 2021 LGH ha depositato la documentazione richiesta dal decreto di aggiudicazione e saldato il prezzo dell'acquisizione. Il Gruppo è in attesa del decreto del Tribunale di Bologna, sezione fallimentare, per il trasferimento effettivo del 100% delle azioni.

Agripower è una delle principali piattaforme italiane di generazione di energia elettrica da biogas, attraverso la gestione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, in particolare da residui agricoli e agroindustriali. Possiede 18 impianti per una potenza installata complessiva di circa 18 MW, distribuiti in 9 regioni nel Nord e Centro Italia e in Sardegna. Nel 2019 Agripower ha generato circa 42,7 milioni di euro di ricavi consolidati e un EBITDA consolidato di 15,8 milioni di euro.

Con il Provvedimento n. 28498 del 22 dicembre 2020, a chiusura del Procedimento C12339 – Linea Group Holding/Agripower, AGCM ha deliberato la clearance incondizionata dell'operazione di acquisto di Agripower S.r.l. da parte di LGH S.p.A..

A2A ha concluso con successo un'emissione obbligazionaria da 500 milioni di euro

In data 21 ottobre 2020, A2A ha portato a termine l'emissione di un prestito obbligazionario di importo pari a 500 milioni di euro e della durata di 12 anni, destinata esclusivamente ad investitori istituzionali a valere sul proprio Programma Euro Medium Term Notes da ultimo aggiornato il 28 luglio 2020 (e integrato con supplemento del 20 ottobre 2020).

Le obbligazioni sono state collocate ad un prezzo di emissione pari a 99,471% e avranno un rendimento annuo pari al 0,671% e una cedola di 0,625%, con uno spread di 85 punti base rispetto al tasso di riferimento mid swap. La cedola è la più bassa mai ottenuta da emittenti italiani corporate per obbligazioni con scadenza superiore ai 10 anni.

Ardian e A2A: accordo di cooperazione per lo sviluppo di idrogeno verde

In data 26 novembre 2020, Ardian (società privata di investimenti) e A2A hanno sottoscritto un Memorandum of Understanding per una cooperazione relativa allo sviluppo dell'utilizzo dell'idrogeno verde. L'accordo avrà l'obiettivo di identificare potenziali aree di collaborazione per la produzione di idrogeno verde da fonti rinnovabili.

A2A Energia cresce nel servizio di salvaguardia

In data 25 novembre 2020, sono stati assegnati alla controllata A2A Energia due lotti nella gara per l'individuazione degli esercenti il servizio di salvaguardia per gli anni 2021 e 2022, per un volume complessivo di circa 700 GWh/anno. I lotti riguardano le regioni Lombardia (lotto 2) e Toscana, Marche, Sardegna (lotto 4), a fronte di un lotto gestito nel biennio 2019 e 2020 (Toscana, Marche, Umbria). L'assegnazione ad A2A Energia corrisponde a un fatturato associato pari a circa 140 milioni di euro su base annua.

A2A entra nell'eolico: acquisito il primo impianto da 8,2MW in Campania

Il Gruppo A2A, tramite la controllata A2A Rinnovabili, ha acquisito un impianto sito nel Comune di Castelpagano (Benevento), per la produzione di energia da fonte eolica.

L'impianto, dotato di 4 turbine, è in grado di generare 20,4 GWh di energia elettrica pari al fabbisogno annuo di oltre 8.000 famiglie. A2A ha scelto questo sito come primo passo nel settore dell'energia eolica date le eccellenti caratteristiche dell'area, con una ventosità che si riflette in una produzione di circa 2.500 ore equivalenti annue significativamente al di sopra della media nazionale.

A2A e FNM: accordo per la produzione di idrogeno green

A2A e FNM hanno siglato un Memorandum d'intesa per lo studio e l'individuazione della migliore modalità di produzione e fornitura di idrogeno verde, derivante da fonti rinnovabili e dal recupero di materia, per alimentare i nuovi treni della linea Brescia-Iseo-Edolo annunciati da FNM lo scorso 26 novembre. Il piano prevede di dar vita nel Sebino e in Valcamonica alla prima "Hydrogen Valley" italiana, dotandola, a partire dal 2023, di una flotta di treni a idrogeno. Il progetto, denominato H2iseO, oltre ai nuovi treni che sostituiranno gli attuali a motore diesel sulla linea Brescia-Iseo-Edolo, gestita da FERROVIENORD (società al 100% di FNM), ha inoltre l'obiettivo di realizzare centrali per la produzione di idrogeno, destinato inizialmente ai nuovi convogli ad energia pulita. Successivamente entro il 2025, il piano prevede di estendere la soluzione idrogeno al trasporto pubblico locale, con circa 40 mezzi gestiti in Valcamonica e la possibilità di aprire alla logistica merci.

A2A: Calendario finanziario 2021

Reso noto, in data 15 dicembre 2020, il calendario finanziario 2021:

- 24 febbraio 2021: Consiglio di Amministrazione sui risultati consolidati preliminari dell'esercizio 2020;
- 18 marzo 2021: Consiglio di Amministrazione per l'approvazione del progetto di bilancio d'esercizio e del bilancio consolidato 2020;
- 29 aprile 2021 (eventuale seconda convocazione 30 aprile 2021): Assemblea ordinaria degli azionisti per l'approvazione del bilancio d'esercizio 2020;
- 13 maggio 2021: Consiglio di Amministrazione per l'approvazione dell'informativa finanziaria al 31 marzo 2021;
- 30 luglio 2021: Consiglio di Amministrazione per l'approvazione della relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2021;
- 11 novembre 2021: Consiglio di Amministrazione per l'approvazione dell'informativa finanziaria al 30 settembre 2021.

L'eventuale dividendo relativo all'esercizio 2020 potrà essere posto in pagamento a decorrere dal 26 maggio 2021, con stacco della cedola il 24 maggio 2021 (record date 25 maggio 2021).

A2A e LGH: proposta di fusione

A2A ha ricevuto dai soci di LGH (rappresentati 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, A2A dovrà inviare entro 90 giorni lavorativi dall'ultima comunicazione ricevuta una proposta preliminare di fusione per incorporazione di LGH in A2A, indicando i termini principali di tale proposta, soggetta in ogni caso all'approvazione degli organi sociali dei soggetti coinvolti nella fusione.

5.3 Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2020

A2A entra in Saxa Gres

A2A, in data 5 gennaio 2021, entra 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, soggetto all'avveramento di alcune condizioni sospensive, è previsto entro la fine del primo trimestre del 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 ed attualmente è gestito da Octopus Renewables.

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 di Octopus 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 corrispettivo per questa operazione è di 205 milioni di euro, cui corrisponde un equity IRR atteso di circa il 6%.

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.

Gruppo A2A: risultati preliminari 2020

In data 24 febbraio 2021, A2A comunica i propri risultati preliminari relativi all'esercizio 2020. L'Ebitda Ordinario (Margine Operativo Lordo Ordinario) pari a 1,19 miliardi di euro, risulta in linea rispetto al risultato registrato nell'anno precedente. La contrazione delle Business Units Generazione e Trading e Mercato, dovuta principalmente ad uno scenario energetico molto debole e mitigato, è stata seguita da un deciso recupero nel 4° trimestre.

Gli Investimenti sono pari a 738 milioni di euro, in crescita di 111 milioni rispetto ai livelli già elevati registrati nel 2019 (pari a 627 milioni di euro). Tale incremento è principalmente ascrivibile ad interventi di sviluppo, in particolare relativi all'economia circolare finalizzati al recupero di energia e materia nella Business Unit Ambiente, alla rete di distribuzione di energia elettrica e agli impianti di depurazione del Ciclo Idrico nella Business Unit Reti e al progetto di aggiornamento dei sistemi informativi in vista del superamento del mercato tutelato dell'energia e all'efficienza energetica nella Business Unit Mercato.

La Posizione Finanziaria Netta risulta pari a 3,47 miliardi di euro (3,15 miliardi di euro al 31 dicembre 2019). Il rapporto PFN/Ebitda risulta pari a 2,9x (2,6x nell'esercizio 2019).

5.4 Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni sull'esercizio 2021, così come contenute ed indicate nel Piano Strategico 2021-2030 presentato al mercato il 20 gennaio 2021, si basano sull'ipotesi che l'esercizio appena avviato non sia influenzato significativamente da effetti negativi indotti da un protrarsi e/o inasprirsi dell'emergenza sanitaria COVID-19 e delle sue implicazioni sullo scenario micro e macroeconomico sia a livello internazionale che nazionale, rispetto alla situazione esistente alla fine del 2020. Coerentemente, non sono state considerate nell'esercizio misure a sostegno dell'economia e/o delle imprese.

Il Gruppo ha, inoltre, provveduto a coprire per il 2021 circa il 62% della propria produzione attesa, riducendo così i possibili effetti negativi derivanti da un peggioramento dello scenario energetico.

Sulla base di queste ipotesi è atteso, per l'esercizio in corso, un Ebitda Ordinario di circa 1,20 miliardi di euro e un Utile Netto di Gruppo nell'ordine dei 300 milioni di euro.

Nell'impossibilità di prevedere modalità, estensione e durata di eventuali successivi lockdown e dei relativi impatti, il management ha elaborato, con riferimento alle previsioni per il 2021, differenti scenari con alternative ipotesi di rischio e identificato per ciascuno di essi, anche sulla base dell'esperienza accumulata nel 2020, le relative azioni di mitigazione finalizzate alla maggior tutela possibile della propria situazione economica e patrimoniale.



5.5 Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2020 e distribuzione del dividendo

Il bilancio d'esercizio di A2A S.p.A., al 31 dicembre 2020, presenta un utile pari a euro 545.729.183,00.

Se concordate con i criteri seguiti nella redazione del bilancio, con i principi ed i metodi contabili ivi utilizzati e con i criteri di valutazione adottati, Vi invitiamo ad approvare:

la destinazione dell'utile dell'esercizio, pari a euro 545.729.183,00 come segue:

- euro 27.286.459,00 a riserva legale;
- euro 248.734.708,00 a dividendo ordinario agli azionisti, in misura tale da assicurare una remunerazione di euro 0,08 per ciascuna azione ordinaria in circolazione;
- euro 269.708.016,00 a Riserva Straordinaria.

A titolo informativo, Vi segnaliamo che il numero di azioni attualmente in circolazione risulta pari a n. 3.109.183.856 azioni, tenendo conto delle n. 23.721.421 azioni proprie in portafoglio.

Il dividendo sarà pagato a decorrere dal 26 maggio 2021, con data stacco della cedola il 24 maggio 2021 e record date il 25 maggio 2021.

Il Consiglio di Amministrazione



6

Analisi dei principali settori di attività



6.1 Sintesi dei risultati per settore di attività

	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO	
milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019
Ricavi	3.828	4.399	2.598	2.724
- di cui intersettoriali	1.213	1.343	102	158
Costi per il personale	86	88	56	55
Margine Operativo Lordo	270	301	220	229
% sui Ricavi	7,1%	6,8%	8,5%	8,4%
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(170)	(36)	(63)	(60)
Risultato operativo netto	100	265	157	169
% sui Ricavi	2,6%	6,0%	6,0%	6,2%
Risultato da transazioni non ricorrenti				
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria				
Risultato al lordo delle imposte				
Oneri per imposte sui redditi				
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte				
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita				
Risultato di pertinenza di terzi				
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo				
Investimenti lordi (1)	76	88	64	35

(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 31 dicembre 2019 sono stati riallocati per renderli omogenei ai risultati per "Business Unit" dal 1° gennaio al 31 dicembre 2020.

Sintesi dei
risultati per
settori di attività

Risultati per
settori di attività

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti

Corporate

	AMBIENTE		RETI		CORPORATE		ELISIONI		CONTO ECONOMICO	
	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019
	1.111	1.050	1.101	1.143	264	244	(2.040)	(2.236)	6.862	7.324
	133	144	343	361	249	230	(2.040)	(2.236)		
	326	312	106	109	131	136			705	700
	282	268	456	472	(24)	(36)			1.204	1.234
	25,4%	25,5%	41,4%	41,3%	(9,1%)	(14,8%)			17,5%	16,8%
	(171)	(160)	(209)	(261)	(41)	(30)			(654)	(547)
	111	108	247	211	(65)	(66)			550	687
	10,0%	10,3%	22,4%	18,5%	(24,6%)	(27,0%)			8,0%	9,4%
									-	4
									(81)	(110)
									469	581
									(99)	(189)
									370	392
									(2)	1
									(4)	(4)
									364	389
	174	97	378	368	51	45	(5)	(6)	738	627

	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO	
milioni di euro	31 12 2020	31 12 2019	31 12 2020	31 12 2019
Immobilizzazioni materiali	2.099	2.091	92	52
Immobilizzazioni immateriali	85	79	311	210
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	1.014	706	887	815
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	1.003	838	570	514

Si segnala che i dati patrimoniali al 31 dicembre 2019 sono stati riallocati per renderli omogenei con i risultati per “Business Unit” al 31 dicembre 2020.

Sintesi dei
risultati per
settori di attività

Risultati per
settori di attività

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti

Corporate

	AMBIENTE		RETI		CORPORATE		ELISIONI		TOTALE GRUPPO	
	31 12 2020	31 12 2019	31 12 2020	31 12 2019	31 12 2020	31 12 2019	31 12 2020	31 12 2019	31 12 2020	31 12 2019
	908	727	1.980	1.906	229	207	(146)	(114)	5.162	4.869
	66	55	2.197	1.938	146	148	(68)	(51)	2.737	2.379
	413	363	429	433	232	217	(934)	(672)	2.041	1.862
	354	308	448	422	697	380	(932)	(677)	2.140	1.785

6.2 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 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, 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.

¹ Potenza installata complessivamente pari a 8,9 GW.

Di seguito, si riporta una sintesi dei principali dati economici per aree di attività:

Risultati per aree di attività 2020

milioni di euro	Generazione e Trading	Mercato	Ambiente	Reti	Corporate	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi di vendita e prestazioni	3.713	2.583	1.084	1.070	242	(2.024)	6.668
Altri ricavi e proventi	115	15	27	31	22	(16)	194
Totale ricavi	3.828	2.598	1.111	1.101	264	(2.040)	6.862
Costi per il personale	86	56	326	106	131		705
Margine operativo lordo	270	220	282	456	(24)		1.204
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	170	63	171	209	41		654
Risultato operativo netto	100	157	111	247	(65)		550
Investimenti	76	64	174	378	51	(5)	738

Sintesi dei
risultati per
settori di attività

Risultati per
settori di attività

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti

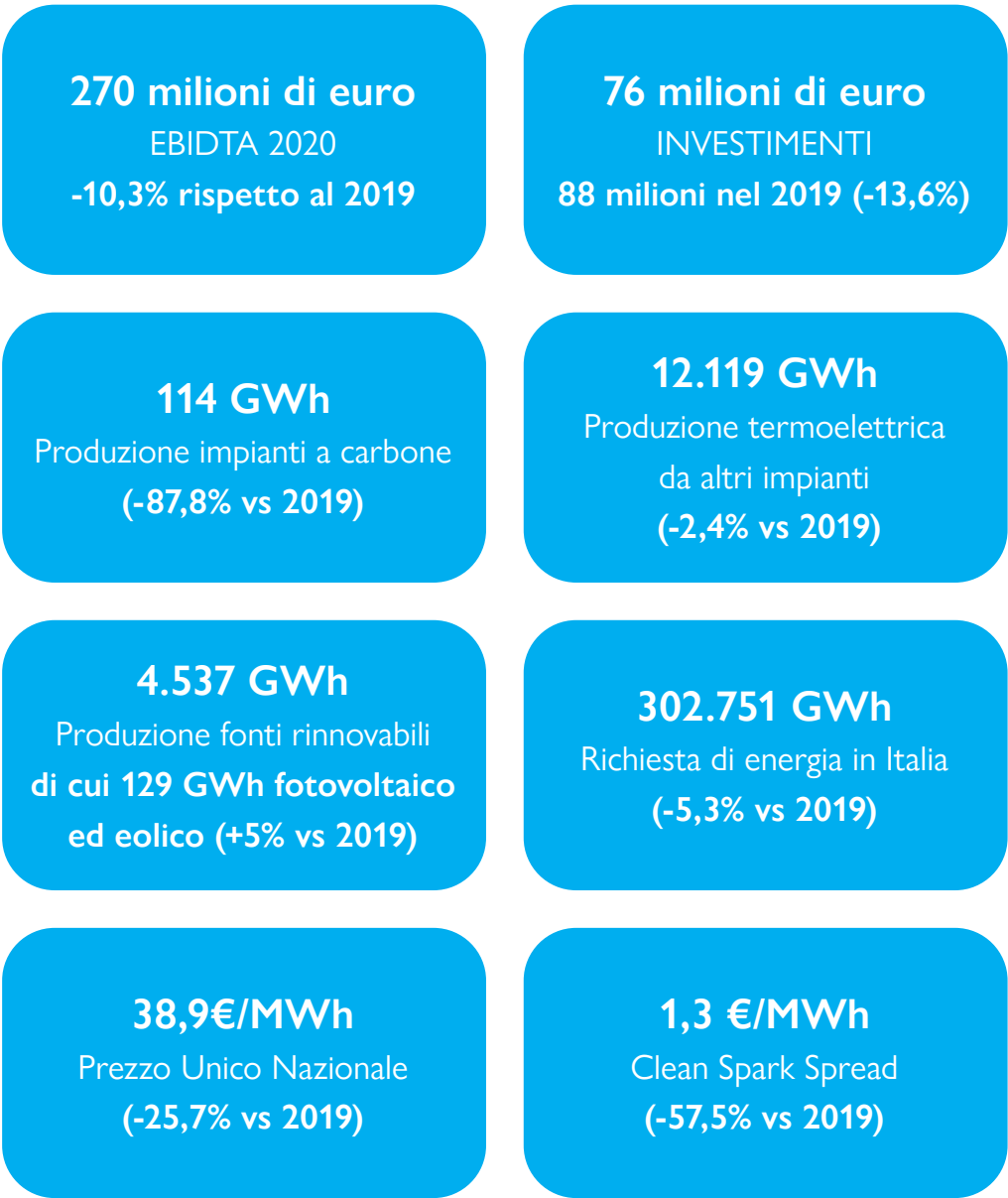
Corporate

Risultati per aree di attività 2019

milioni di euro	Generazione e Trading	Mercato	Ambiente	Reti	Corporate	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi di vendita e prestazioni	4.273	2.701	1.037	1.106	221	(2.216)	7.122
Altri ricavi e proventi	126	23	13	37	23	(20)	202
Totale ricavi	4.399	2.724	1.050	1.143	244	(2.236)	7.324
Costi per il personale	88	55	312	109	136		700
Margine operativo lordo	301	229	268	472	(36)		1.234
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	36	60	160	261	30		547
Risultato operativo netto	265	169	108	211	(66)		687
Investimenti	88	35	97	368	45	(6)	627

6.3 Business Unit Generazione e Trading

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla Business Unit Generazione e Trading.



Sintesi dei
risultati per
settori di attività

Risultati per
settori di attività

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti

Corporate

Dati operativi

Produzione netta energia elettrica GWh	31 12 2020	31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Produzione netta Termoelettrica	12.233	13.353	(1.120)	(8,4%)
- CCGT	11.461	11.685	(224)	(1,9%)
- Olio	658	732	(74)	(10,1%)
- Carbone	114	936	(822)	(87,8%)
Produzione netta da Fonti Rinnovabili	4.537	4.742	(205)	(4,3%)
- Idroelettrica	4.408	4.619	(211)	(4,6%)
- Fotovoltaica	127	123	4	3,3%
- Eolica	2	-	2	n.s
TOTALE PRODUZIONE NETTA	16.770	18.095	(1.325)	(7,3%)

La produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 16.770 GWh (18.095 GWh al 31 dicembre 2019). La variazione negativa di 1.325 GWh è stata determinata per circa l'85% dalla minore produzione termoelettrica e per la restante parte dalla minore produzione idroelettrica. La produzione termoelettrica dell'anno in esame si è attestata a 12.233 GWh (13.353 GWh al 31 dicembre 2019), con una variazione negativa di 1.120 GWh, riconducibile prevalentemente alla minore produzione dell'impianto a carbone di Monfalcone penalizzato da uno scenario di prezzi non sufficientemente remunerativo. La minore produzione degli impianti a ciclo combinato (-224 GWh) è legata alla riduzione della domanda di energia registrata in Italia nell'anno in corso rispetto all'esercizio precedente (-5,3%), nonostante la diminuzione delle importazioni (-15,6% saldo import/export).

La produzione da fonti rinnovabili registra una diminuzione rispetto all'anno precedente del 4,3% attestandosi a 4.537 GWh: le minori produzioni dei bacini della Calabria (-289 GWh) a seguito della bassa idraulicità dell'anno non sono state del tutto compensate dalle maggiori produzioni idroelettriche degli impianti della zona Nord (+78 GWh) e dal contributo delle nuove fonti rinnovabili fotovoltaiche ed eoliche (+6 GWh). Per quanto riguarda le nuove fonti rinnovabili si segnala l'acquisizione nel mese di dicembre 2020 di nuova capacità eolica per complessivi 8,2 MW.

Dati economici

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Ricavi	3.828	4.399	(571)	(13,0%)
Margine Operativo Lordo	270	301	(31)	(10,3%)
% su Ricavi	7,1%	6,8%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(170)	(36)	(134)	n.s.
Risultato Operativo Netto	100	265	(165)	(62,3%)
% su Ricavi	2,6%	6,0%		
Investimenti	76	88	(12)	(13,6%)
Costo del personale	86	88	(2)	(2,3%)
FTE	1.063	1.092	(29)	(2,7%)

I ricavi si sono attestati a 3.828 milioni di euro, in diminuzione di 571 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione è stata determinata dal calo dei prezzi sia elettricità sia gas e dai minori volumi venduti del portafoglio industriale gas in parte compensati dalla crescita dei volumi venduti di energia elettrica. Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Generazione e Trading è risultato pari a 270 milioni di euro in riduzione di 31 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+8 milioni di euro nel 2020 e +14 milioni di euro nel 2019), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in calo di 25 milioni di euro.

La variazione è principalmente riconducibile:

- agli effetti negativi, accentuati dalla situazione emergenziale di cui ha risentito il settore della generazione di energia, dovuti allo scenario fortemente penalizzante e alla contrazione della domanda;
- alla diminuzione della produzione idroelettrica;
- all'efficace strategia di hedging;
- all'ottima performance conseguita sul mercato dei servizi ancillari ("MSD").

La flessione di marginalità registrata nei primi nove mesi dell'anno dalla Business Unit Generazione e Trading, determinata dalle dinamiche di consumi e prezzi, è stata fortemente ridimensionata nel quarto trimestre dell'anno sia per l'attenuarsi degli effetti negativi dello scenario energetico sia per gli ottimi risultati conseguiti sul mercato dei servizi ancillari.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 170 milioni di euro (36 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La variazione è legata principalmente al ripristino di valore nel 2019 – per 127 milioni di euro – degli asset relativi ai gruppi da 400 MW di Mincio, Chivasso e Sermide conseguenti alle attività annuali di impairment test.

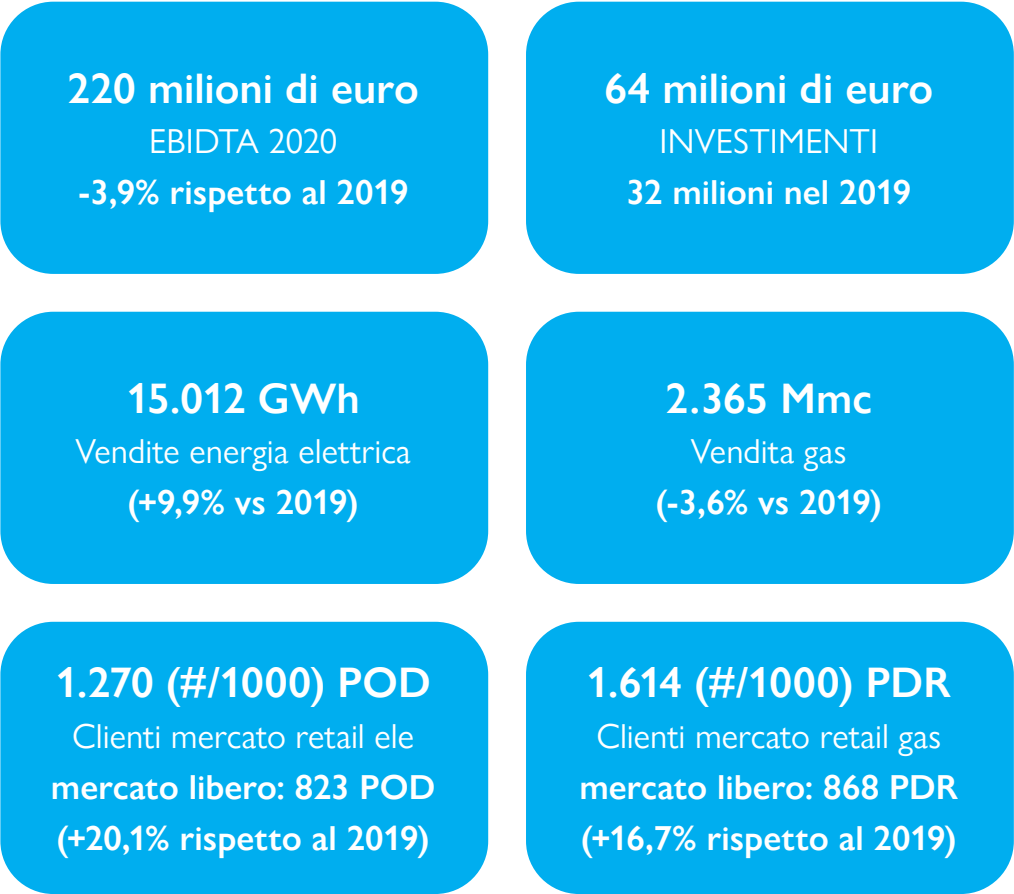
In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 100 milioni di euro (265 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Nel 2020 gli Investimenti sono risultati pari a 76 milioni di euro. Tali investimenti hanno riguardato per 53 milioni di euro interventi di manutenzione straordinaria, di cui 38 milioni sugli impianti termoelettrici (18 milioni di euro relativi alla revisione generale del gruppo 1 della Centrale di Gissi) e circa 14 milioni di euro sui nuclei idroelettrici. Si segnalano inoltre interventi di sviluppo per complessivi 19 milioni di euro relativi principalmente alla centrale di Brindisi (attività di installazione dei compensatori sincroni), agli impianti fotovoltaici (avvio realizzazione nuovi impianti) e ai progetti ICT. Nel periodo in esame, infine, si sono svolte attività per adeguamenti a norme per circa 4 milioni di euro.

Nel 2020 gli FTE risultano pari a 1.063 unità (1.092 FTE al 31 dicembre 2019). La variazione negativa è legata al proseguimento del piano di efficientamento attivato per alcune strutture della generazione idroelettrica e al differimento nell'arco dell'anno di assunzioni relative al turnover.

6.4 Business Unit Mercato

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



Dati operativi

Energia elettrica	31 12 2020	31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Vendite energia elettrica (GWh)	15.012	13.656	1.356	9,9%
Vendite Energia Elettrica Mercato Libero	13.587	11.994	1.593	13,3%
Vendite Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela	1.213	1.435	(222)	(15,5%)
Vendite Energia Elettrica Mercato Salvaguardia	212	227	(15)	(6,6%)
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.270	1.174	96	8,2%
POD Energia Elettrica Mercato Libero	823	685	138	20,1%
POD Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela	447	489	(42)	(8,6%)

Gas	31 12 2020	31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Vendite (Mmc)	2.365	2.454	(89)	(3,6%)
Vendite Gas Mercato Libero (Mmc)	1.810	1.875	(65)	(3,5%)
Vendite Gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	555	579	(24)	(4,1%)
PDR GAS (#/1000)	1.614	1.488	126	8,5%
PDR Gas Mercato Libero	868	744	124	16,7%
PDR Gas in regime di Maggior Tutela	746	744	2	0,3%

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

Nel 2020, la Business Unit Mercato ha registrato 15.012 GWh di vendite retail di energia elettrica, in crescita del 9,9% rispetto all'anno precedente. L'incremento registrato, nonostante il rallentamento dell'attività commerciale e la riduzione dei consumi registrata soprattutto nel primo semestre dell'anno conseguenti all'emergenza COVID-19, è riconducibile prevalentemente alle maggiori quantità vendute ai grandi clienti del mercato libero.

Le vendite gas ai mercati finali sono risultate pari a 2.365 milioni di metri cubi (-3,6% rispetto all'esercizio precedente). La contrazione delle vendite è dovuta alle minori richieste a seguito del rallentamento, con un impatto particolarmente rilevante nel primo semestre dell'anno, delle attività economiche per le misure adottate per limitare la diffusione del COVID-19. Le temperature, invece, più rigide degli ultimi mesi del 2020 rispetto all'anno precedente, hanno annullato l'effetto negativo della termicità registrata nel primo quadrimestre.

Si è registrato un aumento dei clienti del mercato libero mass-market, sia nel comparto elettrico che in quello gas (263 mila in più rispetto alla fine del 2019, di cui 119 mila relativi al Gruppo AEB).

Dati economici

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Ricavi	2.598	2.724	(126)	(4,6%)
Margine Operativo Lordo	220	229	(9)	(3,9%)
% su Ricavi	8,5%	8,4%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(63)	(60)	(3)	5,0%
Risultato Operativo Netto	157	169	(12)	(7,1%)
% su Ricavi	6,0%	6,2%		
Investimenti	64	35	29	82,9%
Costo del personale	56	55	1	1,8%
FTE	917	864	53	6,1%

I ricavi si sono attestati a 2.598 milioni di euro (2.724 milioni di euro al 31 dicembre 2019), in diminuzione del 4,6% a seguito del calo dei prezzi unitari di energia elettrica e gas e delle minori quantità di gas venduto, nonché dei minori ricavi legati alla cessione/gestione dei titoli di efficienza energetica (TEE). Tale flessione è stata parzialmente compensata dalla crescita dei ricavi dovuta all'incremento delle quantità vendute di energia elettrica ai grandi clienti.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Mercato si è attestato a 220 milioni di euro (229 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Al netto delle partite non ricorrenti (+6 milioni di euro nel 2020 e +22 milioni di euro nel 2019), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 214 milioni di euro, in aumento di 7 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

La variazione è riconducibile:

- all'aumento del numero di clienti del mercato libero elettrico e gas: 263 mila in più nel segmento mass-market rispetto alla fine del 2019, di cui 119 mila relativi al Gruppo AEB;
- alle maggiori vendite dei grandi clienti del mercato elettrico;
- alla maggiore marginalità unitaria delle vendite sul mercato libero elettricità e gas, comprensiva delle componenti regolate a copertura dei costi di commercializzazione;
- alle minori vendite gas ai grandi clienti;
- alla minore marginalità delle attività di "Energy Solutions" conseguente alla contrazione dei ricavi da vendita/cessione di titoli di efficienza energetica (TEE) e alla riclassifica di Consul System tra le società destinate alla vendita (nel 2019 la società ha registrato circa 4 milioni di euro di Margine Operativo Lordo).

Significativo è stato il contributo della Business Unit Mercato ai risultati del quarto trimestre grazie all'aumento del numero di clienti del mercato libero elettrico e gas, anche per effetto della variazione di perimetro – consolidamento del Gruppo AEB dal 1° novembre 2020 –.

Nell'ultimo trimestre dell'anno, inoltre, sono venuti meno gli effetti temporanei che avevano penalizzato la marginalità delle attività di efficienza energetica e illuminazione pubblica nei primi nove mesi – slittamento da maggio a novembre dell'approvvigionamento da parte dei distributori obbligati all'annullamento dei Titoli di Efficienza Energetica –.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 63 milioni di euro (60 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 157 milioni di euro (169 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Nel 2020 la Business Unit Mercato ha realizzato investimenti per 64 milioni di euro. Tali investimenti hanno riguardato per circa 38 milioni di euro il comparto energy retail, prevalentemente per interventi di manutenzione evolutiva e di sviluppo delle piattaforme Hardware e Software, in particolare per l'aggiornamento dei sistemi informativi in vista del superamento del mercato tutelato e per l'avvio di NEN -la nuova start up innovativa del Gruppo A2A destinata alle vendite di energia elettrica e gas per i clienti "digital" e caratterizzata da una gestione semplificata delle utenze e da una nuova metodologia di fatturazione –.

Si registrano inoltre circa 11 milioni di euro destinati allo sviluppo del servizio di illuminazione pubblica e 15 milioni di euro per progetti di mobilità elettrica ed efficienza energetica.

Nel 2020 gli FTE risultano pari a 917 unità (864 FTE al 31 dicembre 2019). La variazione è determinata 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.

6.5 Business Unit Ambiente

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

282 milioni di euro
EBIDTA 2020
+5,2% rispetto al 2019

174 milioni di euro
INVESTIMENTI
97 milioni nel 2019 (+79,4%)

3.251 Kton
Rifiuti smaltiti
(-2,7% vs 2019)

1.954 GWh
Energia elettrica venduta
(+9,8% vs 2019)

1.557 GWht
Calore ceduto
(+3,5% vs 2019)

Sintesi dei
risultati per
settori di attività

Risultati per
settori di attività

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti

Corporate

Dati operativi

	31 12 2020	31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Rifiuti raccolti (Kton)	1.660	1.708	(48)	(2,8%)
Residenti serviti (#/1.000)	4.117	3.634	483	13,3%
Energia elettrica venduta	1.954	1.780	174	9,8%
Calore ceduto (GWh)*	1.557	1.505	52	3,5%

(*) quantità rilevate a bocca di centrale.

Nel 2020 le quantità di rifiuti raccolti, pari a 1.660 migliaia di tonnellate, risultano in calo del 2,8% rispetto all'anno precedente: la contrazione è legata al rallentamento delle attività economiche in seguito alla diffusione del COVID-19, soprattutto nella Città di Milano.
Le quantità di energia elettrica venduta evidenziano un incremento del 9,8% grazie alle minori fermate per manutenzione degli impianti di termovalorizzazione; le quantità di calore ceduto risultano in aumento del 3,5% a seguito delle maggiori quantità richieste dal comparto teleriscaldamento.

Rifiuti smaltiti (kton)	31 12 2020	31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Smaltimento rifiuti urbani	3.040	3.138	(98)	(3,1%)
- WTE	1.375	1.355	20	1,5%
- Discarica	2	37	(35)	(94,6%)
- Impianti di trattamento	1.663	1.746	(83)	(4,8%)
Smaltimenti industriali	211	202	9	4,5%
- WTE	66	71	(5)	(7,0%)
- Discarica	32	67	(35)	(52,2%)
- Impianti di trattamento	113	64	49	76,6%
TOTALE	3.251	3.340	(89)	(2,7%)

Le quantità riportate sono al netto degli smaltimenti infragruppo.

I rifiuti smaltiti registrano una riduzione del 2,7%. La variazione è principalmente riconducibile alla riduzione, in parte legata al rallentamento delle attività economiche per le misure anti-COVID, delle quantità smaltite nelle discariche e negli impianti di trattamento urbani.
Hanno invece contribuito positivamente la crescita degli smaltimenti nei termovalorizzatori grazie ad una maggiore disponibilità degli impianti – minori giorni di fermo per manutenzione – e il contributo dei nuovi impianti.

Dati economici

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Ricavi	1.111	1.050	61	5,8%
Margine Operativo Lordo	282	268	14	5,2%
% su Ricavi	25,4%	25,5%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(171)	(160)	(11)	6,9%
Risultato Operativo Netto	111	108	3	2,8%
% su Ricavi	10,0%	10,3%		
Investimenti	174	97	77	79,4%
Costo del personale	326	312	14	4,5%
FTE (*)	5.988	5.913	75	1,3%

(*) Non include le unità relative ad AEB.

Nell'esercizio in esame, la Business Unit Ambiente ha registrato ricavi per 1.111 milioni di euro (1.050 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La variazione è riconducibile, oltre che ai maggiori ricavi da smaltimento rifiuti urbani degli impianti di termovalorizzazione del Gruppo, a variazioni nel perimetro di consolidamento (acquisizioni Electrometal, Agritre e consolidamento AEB).

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Ambiente è risultato pari a 282 milioni di euro (268 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Al netto delle partite non ricorrenti (+1 milione di euro nel 2020; sostanzialmente nulle nel 2019), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 281 milioni di euro in aumento di 13 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Hanno contribuito positivamente al risultato dell'anno sia il comparto del trattamento dei rifiuti urbani (+10 milioni di euro rispetto al 2019) sia quello dei rifiuti industriali (+5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente) grazie a:

- alle maggiori quantità di energia elettrica prodotta;
- alla positiva dinamica dei prezzi di conferimento (in particolare dei rifiuti assimilabili agli urbani);
- all'aumento dei prezzi di vendita della carta;
- al contributo degli impianti di nuova acquisizioni tramite operazioni di M&A: le linee di trattamento di Electrometal, società attiva nel trattamento e recupero di rifiuti provenienti da differenti processi industriali acquisita a fine 2019, l'impianto di generazione alimentato a biomassa di Agritre acquisito nel mese di febbraio 2020 e, di recente attivazione, l'impianto di recupero della plastica di Muggiano, attivato nel secondo semestre 2019.

Tali effetti positivi hanno più che compensato la riduzione di marginalità determinata dai minori prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta dai termovalorizzatori, la riduzione delle quantità smaltite negli altri impianti di trattamento urbani e i maggiori costi di smaltimento, in particolare delle scorie.

Nel confronto con l'esercizio precedente si segnalano anche la maggiore marginalità realizzata nelle commesse estere, attività di realizzazione degli impianti di trattamento rifiuti ad alta tecnologia, confluite nella Business Unit Ambiente in conformità con il nuovo modello operativo del Gruppo A2A e una flessione dei risultati nel comparto raccolta dovuta alla contrazione delle attività commerciali e ai maggiori costi entrambi riconducibili alla gestione dell'emergenza per COVID-19.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 171 milioni di euro (160 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La variazione in incremento è dovuta principalmente a maggiori accantonamenti per rischi nel 2020 e ad un incremento degli ammortamenti riconducibile ai maggiori investimenti realizzati nell'anno in esame.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 111 milioni di euro (108 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

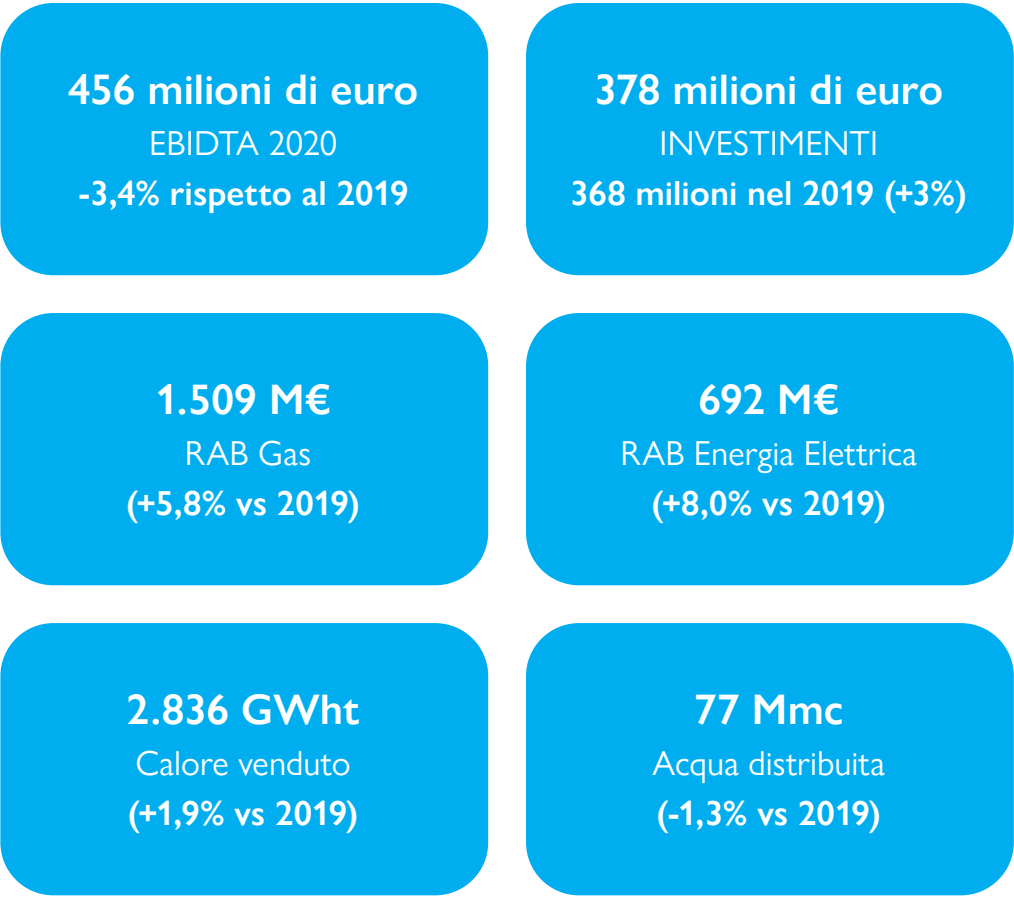
Gli Investimenti del 2020 si sono attestati a 174 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di termovalorizzazione per 106 milioni di euro - di cui 44 milioni di euro relativi agli interventi di sviluppo del termovalorizzatore di Parona e 10 milioni di euro relativi alla nuova linea di depurazione fumi del termovalorizzatore di Brescia -, degli impianti di trattamento per 38 milioni di euro, delle discariche per 2 milioni di euro, nonché l'acquisto di veicoli, contenitori, sistemi operativi e ristrutturazione di edifici aziendali del comparto raccolta per complessivi 28 milioni di euro.

Nel 2020 gli FTE della Business Unit Ambiente sono pari a 5.988 unità (5.913 FTE nel 2019).

La variazione è legata alla vincita di nuove gare per la gestione dei servizi di raccolta e all'acquisizione delle nuove società.

6.6 Business Unit Reti

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



Dati operativi

Reti

	31 12 2020	31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Energia elettrica distribuita (GWh)	10.673	11.735	(1.062)	(9,0%)
Gas distribuito (Mmc)	2.996	2.963	33	1,1%
Acqua distribuita (Mmc)	77	78	(1)	(1,3%)
RAB Energia Elettrica (M€) (*)	692	641	51	8,0%
RAB Gas (M€) (*)	1.509	1.426	83	5,8%

(*) Dati provvisori, sottostanti al calcolo dei ricavi ammessi di competenza del periodo.

Le quantità distribuite di energia elettrica e acqua della Business Unit Reti hanno registrato una contrazione rispetto all'esercizio precedente rispettivamente del 9% e dell'1,3%, prevalentemente a seguito del rallentamento delle attività economiche conseguenti alle misure adottate per contrastare l'emergenza sanitaria.

Le quantità di gas distribuito si sono attestate a 2.996 Mmc, in aumento dell'1,1%, grazie al contributo incrementale del Gruppo AEB relativo ai due mesi invernali novembre-dicembre.

La RAB nel 2020 sia per i servizi di distribuzione dell'energia elettrica che per quelli inerenti la distribuzione del gas è risultata in crescita rispettivamente dell'8% e del 5,8% rispetto al 2019, attestandosi a 692 milioni di euro (Energia Elettrica) e a 1.509 milioni di euro (Gas). Tale incremento è dovuto, oltre che alla crescita degli investimenti, al consolidamento del Gruppo AEB a partire dal 1° novembre 2020.

Calore

	31 12 2020	31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
GWht				
FONTI				
Impianti di:	1.369	1.362	7	0,5%
- Lamarmora	375	410	(35)	(8,5%)
- Famagosta	81	71	10	14,1%
- Tecnocity	64	62	2	3,2%
- Altri impianti	849	819	30	3,7%
Acquisti da:	2.048	1.966	82	4,2%
- Terzi	472	441	31	7,0%
- Altre Business Units	1.576	1.525	51	3,3%
TOTALE FONTI	3.417	3.328	89	2,7%
USI				
Vendite ai clienti finali	2.836	2.783	53	1,9%
Perdite di distribuzione	581	545	36	6,6%
TOTALE USI	3.417	3.328	89	2,7%
Energia elettrica da cogenerazione	298	316	(18)	(5,7%)

Note:
- I dati fanno riferimento alla sola attività di teleriscaldamento. Non sono incluse le vendite relative alla gestione calore.
- Sono incluse tra gli acquisti le quantità di calore acquistate dalla Business Unit Ambiente.

Le vendite di calore della Business Unit Reti dell'esercizio in esame si sono attestate a 2.836 GWht, in aumento rispetto ai volumi venduti nell'anno precedente dell'1,9%. L'aumento registrato, nonostante gli effetti negativi conseguenti alle misure anti-COVID, è riconducibile all'acquisizione di nuovi clienti e all'apporto delle vendite del Gruppo AEB nell'ultimo bimestre dell'anno.

Dati economici

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Ricavi	1.101	1.143	(42)	(3,7%)
Margine Operativo Lordo	456	472	(16)	(3,4%)
% su Ricavi	41,4%	41,3%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(209)	(260)	51	(19,6%)
Risultato Operativo Netto	247	212	35	16,5%
% su Ricavi	22,4%	18,5%		
Investimenti	378	368	10	2,7%
Costo del personale	106	109	(3)	(2,8%)
FTE (*)	2.791	2.792	(1)	0,0%

(*) Non include le unità relative ad AEB.

I ricavi del 2020 della Business Unit Reti si sono attestati a 1.101 milioni di euro (1.143 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La variazione è prevalentemente riconducibile a minori contributi tariffari per l'annullamento degli obblighi di risparmio energetico (TEE) dei distributori, alla contrazione dei ricavi del comparto calore determinata dal calo dei prezzi nell'esercizio in esame rispetto al 2019 e ai minori ricavi del comparto Smart City.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Reti nel 2020 è risultato pari a 456 milioni di euro (472 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Al netto delle partite non ricorrenti (+7 milioni di euro nel 2020; +18 milioni di euro nel 2019), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 449 milioni di euro in diminuzione di 5 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

La variazione della marginalità è riconducibile principalmente:

- nelle reti di distribuzione elettrica e gas (+3 milioni di euro): i minori costi operativi e il consolidamento del Gruppo AEB hanno compensato i minori ricavi ammessi ai fini regolatori;
- nel comparto teleriscaldamento (-10 milioni di euro): scenario energetico negativo che ha caratterizzato l'anno in corso;
- nel ciclo idrico (+4 milioni di euro): maggiori ricavi riconducibili ai recenti incrementi tariffari deliberati dall'Autorità;
- nel comparto 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 209 milioni di euro (260 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La variazione è riconducibile alla svalutazione nell'esercizio 2019 dell'avviamento delle reti elettriche a seguito dell'impairment test (85 milioni di euro) in parte compensata da maggiori ammortamenti nell'anno per gli investimenti effettuati nel 2020, soprattutto per il piano di sostituzione dei contatori elettricità.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 247 milioni di euro (212 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Gli Investimenti dell'esercizio in esame sono risultati pari a 378 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 (138 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 (103 milioni di euro);
- nel comparto ciclo idrico integrato, interventi di manutenzione e sviluppo sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione (74 milioni di euro);
- nel comparto teleriscaldamento e gestione calore, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti e delle reti per complessivi 52 milioni di euro;
- nel comparto Smart City interventi di sviluppo e mantenimento su progetti TLC (11 milioni di euro).

Sintesi dei
risultati per
settori di attività

Risultati per
settori di attività

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

Business Unit
Reti

Corporate

Nel 2020 gli FTE si attestano a 2.791 unità, in linea con l'anno precedente. L'invarianza è l'effetto combinato di maggiori assunzioni per progetti di investimento nel 2020 e posticipi di assunzioni programmate per far fronte alla contrazione delle attività commerciali riconducibile all'emergenza sanitaria (Recovery Plan implementato dal Gruppo nel corso dell'anno).

6.7 Corporate

Dati economici

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Ricavi	264	244	20	8,2%
Margine Operativo Lordo	(24)	(36)	12	(33,3%)
% su Ricavi	(9,1%)	(14,8%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(41)	(30)	(11)	36,7%
Risultato Operativo Netto	(65)	(66)	1	(1,5%)
% su Ricavi	(24,6%)	(27,0%)		
Investimenti	51	45	6	13,3%
Costo del personale	131	136	(5)	(3,7%)
FTE	1.393	1.420	(27)	(1,9%)

Il Margine Operativo Lordo, corrispondente ai costi di struttura della Corporate non riaddebitati alle diverse società del Gruppo nel corso del 2020, si attesta a -24 milioni di euro (-36 milioni di euro nel 2019). La variazione positiva di marginalità è riconducibile principalmente al maggior peso nell'anno in corso dei costi riaddebitati rispetto al totale dei costi sostenuti dalla Corporate.

Gli oneri dell'anno in corso a seguito dell'emergenza sanitaria per garantire i livelli di sicurezza previsti – in parte riaddebitati alle Business Units del Gruppo - e l'erogazione di liberalità finalizzate a finanziare gli interventi in materia di contenimento e gestione dell'emergenza epidemiologica, sono stati più che compensati da azioni di contenimento di altri costi operativi e del costo del lavoro (rallentamento delle assunzioni).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 41 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La variazione è determinata in parte dai maggiori ammortamenti del 2020 ed in parte a rilasci di eccedenze del fondo rischi effettuati nell'anno precedente.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 65 milioni di euro (negativo per 66 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Gli Investimenti dell'anno sono pari complessivamente a 51 milioni di euro, di cui 38 milioni di euro relativi ad interventi sui sistemi informativi e 7 milioni di euro relativi ad investimenti sui fabbricati.

Nel 2020 gli FTE si attestano a 1.393 unità registrando una variazione negativa di 27 unità rispetto al 2019 legata alle azioni di efficientamento e di contenimento delle assunzioni messe in atto nell'anno della pandemia.



A woman with dark hair tied back, wearing large black headphones and an orange long-sleeved shirt. She is sitting at a desk, resting her chin on her left hand, and holding a blue pen over an open notebook. The background is a blurred bookshelf. The lighting is warm and focused on her face and hands.

7

Rischi e
incertezze

7.1 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 della Consob, che recita: "...Ogni emittente si dota di un sistema di gestione dei rischi costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi..."

Il Gruppo ha inoltre 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 ISO9001, ISO14001 e ISO45001 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 (predispensione 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.

Con riferimento alle ricadute economiche si rimanda allo specifico paragrafo “Emergenza Sanitaria Virus COVID-19 ed Effetti della pandemia sui risultati annuali e sul valore delle attività (IAS 36)”.

Rischi iniziative di sviluppo piano strategico

Si fa riferimento al rischio di mancato o parziale raggiungimento degli obiettivi di crescita delineati nel Piano Industriale adottato dal Gruppo A2A: il Piano 2021-2030 pone 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 stabiliti nel Piano adottato.

A presidio di queste tematiche 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 coi territori, gli enti e le istituzioni interessate, nonché iniziative di sviluppo commerciale che prevedono anche l'utilizzo di canali e modalità comunicative innovative.

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 cambia nome in ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati.

Tra i fattori di rischio va, pertanto, considerata l'evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento.

A fronte di tali fattori di rischio, il Gruppo adotta una politica di monitoraggio e gestione del rischio normativo e regolatorio al fine di mitigarne, per quanto possibile, gli effetti attraverso un presidio articolato su più livelli, che prevede in primis il dialogo collaborativo con le istituzioni (ARERA, Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, Ministero dello Sviluppo Economico) e con gli organismi tecnici del settore (Gestore dei Servizi Energetici, Gestore dei Mercati Energetici, Terna) nonché la partecipazione attiva ad associazioni di categoria e a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti.

Anche lo sguardo alla normativa europea, seguendo i lavori di Bruxelles tramite la partecipazione ai tavoli di Eurelectric e Cedec, permette di vedere “in anticipo” quello che sarà oggetto di recepimento nella legge italiana (in alcuni casi automatico come per i regolamenti).

Per affrontare tali problematiche, il vertice aziendale ha costituito un'apposita struttura organizzativa, denominata “Affari Regolatori e Concorrenza”, ampliandone il mandato, rafforzandone il legame con il business e superando la visione per cui il rapporto con il regolatore debba essere interpretato come sola compliance o litigation.

È, inoltre, previsto un costante dialogo con le Business Units non solo per la simulazione degli impatti sull'attività corrente ma anche per la valutazione delle nuove iniziative.

È stato, altresì, costituito il Comitato Istituzionale e Regolatorio, composto dal Presidente e dall'Amministratore Delegato, oltre che dal Responsabile Affari Istituzionali e dalla Responsabile di Affari Regolatori e Concorrenza. Tale Comitato si riunisce periodicamente coinvolgendo di volta in volta i Responsabili delle Business Units interessati nonché i Responsabili delle strutture di staff al fine di trasferire loro le novità regolatorie, concordare una posizione aziendale sulle norme in evoluzione nonché raccogliere le istanze del business per veicolarle agli stakeholders di riferimento.

Affari Regolatori e Concorrenza ha implementato 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.

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);
- la certificazione dei risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi da parte del Gestore dei Servizi Energetici;
- gli impatti sullo sviluppo del teleriscaldamento dovuti 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 le piccole imprese elettriche al 1° gennaio 2021 mentre 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).

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 di 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 sessioni di formazione.

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 31 dicembre 2020 il Gruppo ha disponibilità liquide per complessivi 1.012 milioni di euro e 790 milioni di euro di finanziamenti e linee di credito committed non utilizzate. 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 alla società un tempestivo ricorso al mercato dei Capitali. Al 31 dicembre 2020 tale programma ammonta a 4 miliardi di euro, di cui 1.049 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 31 dicembre 2020, 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 e 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, risente fortemente di un quadro economico complessivo fortemente deteriorato, anche e soprattutto in esito alle misure restrittive adottate, a livello nazionale ed internazionale, per far fronte all'emergenza COVID-19. Il rischio è rappresentato dal protrarsi della situazione emergenziale, con dilazione dei tempi di ripresa del sistema produttivo italiano e conseguente ridotta marginalità degli impianti di produzione di energia elettrica.

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, carbone, olio combustibile) e dei prezzi dei permessi di emissione di CO₂ (EUAs) nonché del tasso di cambio ad esse associato. Variazioni significative, inattese e/o strutturali del prezzo delle commodities, soprattutto nel medio periodo, possono comportare una contrazione dei margini operativi 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 mesi e parzialmente a 24 mesi.

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

Rischi di contesto socio-ambientale

Possibili azioni di opposizione 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 (il fenomeno detto "Not In My Back Yard") 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 subire le 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.

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 ampliare la base clienti;
- 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 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 (come 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 attesa 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 stakeholders. 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 perdita di reputazione.

Per contribuire al processo di decarbonizzazione il Gruppo si è impegnato a ridurre le proprie emissioni di CO₂ – sia dirette che indirette. Il Consiglio di Amministrazione ha infatti approvato un target per le emissioni complessive del Gruppo da raggiungere entro il 2030, obiettivo che è stato riconosciuto come Science Based Target, cioè in linea con il livello di decarbonizzazione richiesto per raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (limitare il riscaldamento globale a valori ben al di sotto di 2 °C sopra i livelli pre-industriali e proseguire gli sforzi per limitare il riscaldamento a 1,5 °C). Le principali strategie adottate dal Gruppo per raggiungere l'obiettivo comprendono: la cessazione dell'utilizzo del carbone e dell'olio combustibile, l'aumento di efficienza e conseguente riduzione delle emissioni per gli impianti termoelettrici a gas naturale (cicli combinati), l'adozione di un piano strategico che prevede un ingente incremento della produzione energetica da fonte rinnovabile coerente col target, nonché l'utilizzo di energia proveniente interamente da fonte rinnovabile per i propri consumi.

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 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 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. 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 la 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 sia amministrativi e commerciali. In particolare, il Gruppo utilizza sistemi informatici per registrare, elaborare e sintetizzare informazioni finanziarie e risultati delle attività a fini di rendicontazione interna e per ottemperare ai requisiti normativi, legali e fiscali. Inoltre, il Gruppo raccoglie e archivia dati sensibili, tra cui proprietà intellettuale, informazioni commerciali e informazioni personali di clienti, fornitori di servizi e dipendenti, in Data Center. 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 tecnologia informatica, anche per effetto dell'utilizzo di strumenti personali a seguito della remotizzazione del lavoro nel periodo di emergenza sanitaria, e la criminalità informatica più sofisticata 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 in corso la 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 dei sistemi e delle infrastrutture 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, anche in caso di indisponibilità di uno dei due CED (Centro Elaborazione Dati), di alcuni sistemi maggiormente importanti per il business. Inoltre, sono state portate a termine le attività di transportation del Data Center di Milano presso le infrastrutture di un fornitore esterno, dotato dei più elevati livelli di sicurezza in termini di continuità del servizio.

La struttura organizzativa Group ICT opera anche in coordinamento con le competenti strutture organizzative per la messa a punto dei sistemi informatici a supporto della compliance nei principali ambiti normativi, quali ad esempio la protezione dei dati personali, nonché a supporto della correttezza delle pratiche commerciali attuate sui vari canali di vendita.

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. 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.



8

Gestione responsabile della sostenibilità



8.1 Gestione responsabile della sostenibilità

La sostenibilità da diversi anni, soprattutto grazie all'Agenda 2030 dell'ONU, che nel 2015 ha disegnato un nuovo quadro globale per lo sviluppo sostenibile coi suoi 17 obiettivi (Sustainable Development Goals – SDGs), è entrata a far parte delle agende politiche dei più importanti leader mondiali. Ma è nel 2019 che diventa protagonista assoluta delle politiche internazionali e del sentire comune. Si pensi al Green Deal, presentato negli ultimi mesi dell'anno dalla Presidente della Commissione Europea, Ursula von der Leyen, che promuove un'alleanza pubblico-privato per fare del nostro continente il campione mondiale dell'economia green, capace di raggiungere la neutralità carbonica nel 2050, e agli scioperi mondiali sul clima dei "Friday for future", a cui hanno aderito massivamente i giovani della generazione Z, chiedendo con forza il cambiamento verso un'economia low carbon e circolare.

La pandemia da COVID-19, esplosa nei primi mesi del 2020, ha dato maggior profondità e significato alla sostenibilità. L'emergenza sanitaria ha rivoluzionato e stravolto i modi di vivere delle persone, mettendo in evidenza la strettissima interconnessione tra benessere individuale e collettivo, ambiente e società. La responsabilità sociale è divenuto uno dei cardini per affrontare l'emergenza nelle diverse fasi e un'ulteriore spinta verso un modello di sviluppo inclusivo, che non lasci indietro nessuno.

In questa situazione di profonda crisi, A2A ha scorto l'opportunità di rinnovarsi e di rafforzare in modo significativo il proprio contributo al passaggio a un nuovo modello economico e di sviluppo, volto a garantire alle generazioni future un domani sostenibile. In questa direzione, negli ultimi mesi del 2020, il Gruppo ha lavorato alla definizione di una nuova strategia di business, fondata sulla sostenibilità, con un orizzonte temporale di lungo termine, al 2030, nell'alveo dell'Agenda 2030 dell'ONU.

Il nuovo Piano Strategico, che prevede uno sviluppo fondato su transizione energetica ed economia circolare, comporterà, nel 2021, un importante aggiornamento anche delle azioni e degli obiettivi del Piano di Sostenibilità, che era stato approvato il 19 marzo 2020 per il quinquennio 2020–2024.

Il 13 maggio del 2020 è stato presentato all'Assemblea degli azionisti di A2A il quarto Bilancio Integrato del Gruppo, che per il secondo 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). Per il quarto anno consecutivo, nel documento, è stato inserito il monitoraggio del Piano di Sostenibilità, che ha evidenziato come la maggior parte degli indicatori stia avendo dei progressi significativi, dando ragione al lavoro che il Gruppo sta svolgendo.

Anche grazie a questo andamento, nei primi mesi del 2020, A2A ha visto confermata da parte di Standard Ethics la valutazione positiva del proprio rating, EE (Strong) nel breve periodo, e confermato il rating di medio periodo EE+ (Very Strong). La società, inoltre, è stata confermata nei sei indici etici in cui è inclusa (FTSE4Good Index, ECPI Indices, Ethibel Sustainability Index Excellence Europe, EURO STOXX Sustainability Index, Euronext Vigeo Index, Eurozone 120, Standard Ethics Italian Index). Nel 2020, inoltre, A2A ha raggiunto una fascia di eccellenza nel CDP Climate Change, incrementando il proprio punteggio da "B-" ad "A-".

Queste conferme si devono in particolare 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. In questa direzione A2A ha previsto, al 2030, una riduzione del 46% delle emissioni dirette (Scope1) di gas effetto serra per chilowattora prodotto, rispetto al 2017 (emission factor al 2030 pari a 230 gCO₂/kWh). Negli impegni si annovera anche la riduzione del 100% delle emissioni Scope2 entro il 2024, ed una riduzione del 20% delle emissioni indirette Scope3 entro il 2030 collegate all'acquisto di combustibili per i propri impianti e alle vendite di gas ai clienti finali. Questo nuovo target è stato sottoposto all'analisi della Science-Based Targets initiative (SBTi) - un'iniziativa che nasce dalla collaborazione tra il CDP (precedentemente Carbon Disclosure Project), il Global Compact delle Nazioni Unite (UNGC), il World Resources Institute (WRI) e il World Wide Fund for Nature (WWF) - per verificare l'allineamento dei target di decarbonizzazione delle imprese con le indicazioni dell'Accordo di Parigi (COP21). A2A è stata la prima multiutility in Italia ad aver ottenuto la validazione del target delle emissioni da parte della SBTi. A marzo 2020 i target di riduzione delle emissioni sono stati infatti approvati dalla SBTi, come coerenti con le evidenze scientifiche sul clima, e allineati alla riduzione richiesta per contenere il riscaldamento globale al di sotto dei 2° rispetto all'era preindustriale.

Per quanto riguarda la sostenibilità territoriale, nel 2020 A2A, pur con le difficoltà derivanti dall'emergenza sanitaria da COVID-19, ha continuato a raccontare l'impegno e il contributo del Gruppo allo sviluppo sostenibile dei territori. Sono stati realizzati i Bilanci di Sostenibilità 2019 di Milano, Brescia e Bergamo, Valtellina-Valchiavenna, Friuli e Venezia Giulia e Piemonte, che sono stati presentati in eventi

dalla doppia “anima”: in presenza, nel rispetto delle norme vigenti COVID-19, e “a distanza” in live streaming. Anche quest’anno, i documenti hanno descritto nel dettaglio le performance e i progetti che il Gruppo sta realizzando a favore di ciascun territorio, partendo dagli 11 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell’Agenda 2030 dell’ONU, scelti da A2A. Per ciascuno di questi Bilanci è stata realizzata una versione cartacea di sintesi e una di approfondimento consultabile sul web, all’interno della sezione Sostenibilità del sito corporate di A2A. L’area è stata integralmente riprogettata nel 2020, con l’obiettivo di renderla uno spazio di incontro tra l’azienda, i cittadini e gli utenti, e di permetterne una navigazione più semplice e multidimensionale. In particolare sono state sviluppate 3 dimensioni: la prima dedicata ai servizi e alle performance dell’anno sui territori, la seconda – A2A per gli SDGs – nella quale si racconta il contributo di A2A al loro sviluppo sostenibile e la terza – Storie del Territorio – dedicata al racconto dei progetti più significativi realizzati.

Nell’ambito del programma di ascolto degli stakeholder, il 15 dicembre si è svolto il primo incontro del forumAscolto Brescia 2020, nato come momento di dialogo e confronto con i principali stakeholder del territorio bresciano, con l’obiettivo di costruire un documento strategico condiviso, che includesse le azioni e i progetti che A2A può mettere in atto, anche attraverso accordi o partnership con gli attori locali, per contribuire attivamente al rilancio economico e allo sviluppo sostenibile del territorio bresciano. Il forumAscolto rappresenta anche un’occasione per avviare un confronto strutturato con le realtà locali in relazione alla Strategia Nazionale e Regionale di Sviluppo Sostenibile e alle opportunità offerte dalle recenti politiche europee in ambito ambientale (Green Deal, Next Generation EU, prossima pianificazione europea).

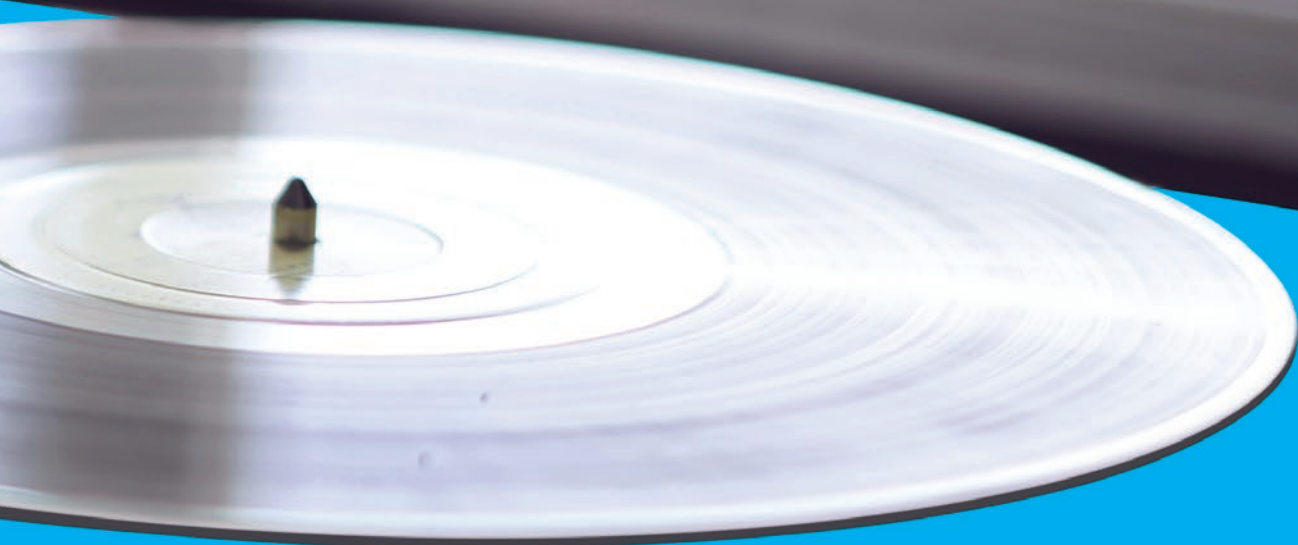
L’organizzazione del forum è stata anticipata da un’azione di ascolto degli stakeholder, svolta tramite interviste, dalla quale sono emerse tre tematiche chiave: Transizione Energetica, Economia Circolare, Acqua. A partire da questi macro-temi, questo primo incontro del forum - che si è svolto online - ha permesso di individuare i bisogni e le priorità di intervento. A partire dalle priorità e dai bisogni emersi, nel 2021 sarà realizzato il secondo appuntamento, che avrà 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.

Per quanto concerne il Banco dell’Energia – il progetto di responsabilità sociale emerso dal forum di Brescia – promosso da A2A con Fondazione AEM e Fondazione ASM, sono proseguiti i 16 progetti che si sono aggiudicati le risorse messe a disposizione dal Bando “Doniamo Energia2”, sempre a supporto delle famiglie in situazioni di vulnerabilità economica e sociale su tutto il territorio lombardo ed è stato lanciato un terzo bando “Doniamo Energia3”, riservato alle reti sostenute nell’ambito delle due precedenti edizioni, che hanno già promosso progetti in grado di intercettare precocemente le famiglie fragili. La fase di lockdown ha avuto infatti un impatto immediato sull’economia del Paese e sui bilanci delle famiglie. L’obiettivo della terza edizione di “Doniamo Energia” è quello di dare risposte rapide e coordinate alla popolazione in povertà e vulnerabilità, a partire proprio da quella fascia di popolazione che si è trovata in una condizione di improvvisa fragilità a causa delle ripercussioni economiche e sociali date dall’emergenza sanitaria COVID-19.

Per quanto riguarda le attività educational, nel mese di giugno 2020, si è chiuso il concorso di merito “Missione Terra Global Goal Protocol” per l’anno scolastico 2019-20, dedicato alle scuole italiane primarie e secondarie di primo e di secondo grado, focalizzato sull’obiettivo n. 4 dell’Agenda 2030 “Istruzione di qualità”. Nel mese di settembre è stato avviato, per l’anno scolastico 2020-21, il nuovo progetto “EnergiaScuola”, che verte sugli obiettivi n. 7 “Energia rinnovabile” accessibile a tutti e n. 12 “Consumo responsabile”. Un simulatore energetico e un quiz interattivo permetteranno agli studenti di analizzare quanto la loro scuola è efficiente e come possono contribuire con i loro comportamenti a un effettivo risparmio energetico.

Sempre in risposta all’emergenza COVID, sono stati pubblicati sull’innovativa piattaforma digital edutv.a2a.eu nuovi contenuti video e webinar per continuare a dialogare con i docenti iscritti al portale scuole.a2a.eu e affiancarli durante la didattica a distanza. Quest’anno il palinsesto di edutv è stato arricchito da una serie di appuntamenti live con relatori di alto rilievo coordinati da Cristina Gabetti, giornalista ed esperta di comunicazione ambientale a livello internazionale sugli obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell’Agenda ONU 2030.





9.1 Altre informazioni

Revisione del bilancio e informativa ai sensi dell’art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob

Il bilancio d’esercizio di A2A S.p.A. è sottoposto a revisione contabile completa, da parte della società EY S.p.A. sulla base dell’incarico conferito dall’assemblea dei soci per gli esercizi dal 2016 al 2024.

Nella seguente tabella sono riepilogati gli onorari corrisposti per l’attività di revisione nell’ambito del Gruppo nel corso del 2020, suddivisi tra il revisore principale EY S.p.A. e gli altri revisori.

Descrizione migliaia di euro	Revisore principale	Altri revisori
A2A S.p.A.		
Revisione del bilancio d’esercizio	147	
Revisione del bilancio consolidato	43	
Verifiche periodiche della contabilità	21	
Revisione limitata della relazione semestrale	68	
Revisione dei conti annuali separati per ARERA	15	
Totale	294	-
Società controllate		
Revisione del bilancio d’esercizio	831	
Verifiche periodiche della contabilità	208	
Revisione limitata della relazione semestrale	191	
Revisione dei conti annuali separati per ARERA	72	
Altri gruppi consolidati (LGH, ACSM-AGAM, AEB)	637	
Totale	1.939	-
Società collegate e Joint Ventures		
Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento	29	
Totale	29	
TOTALE GRUPPO A2A	2.262	-

Nel corso dell’esercizio 2020 oltre alle attività di revisione sopra riportate si segnala che sono state svolte, da società appartenenti al network EY, altre attività per l’ammontare complessivo di 167 migliaia di euro che hanno riguardato principalmente attività di competenza del revisore legale della società così come previsto dalla normativa vigente.

Azioni proprie

Al 31 dicembre 2020 A2A S.p.A. possiede n. 23.721.421 azioni proprie, pari allo 0,757% del capitale sociale composto da n. 3.132.905.277 azioni. Al 31 dicembre 2020 non sono detenute azioni proprie per il tramite di società controllate, società finanziarie o per interposta persona. Il valore nominale unitario di tali azioni è pari a 0,52 euro.

Sedi secondarie

La società non ha sedi secondarie.

Parti correlate e consolidato fiscale

Si segnala che il dettaglio dei rapporti con le parti correlate è riportato alla nota n. 39 del Bilancio consolidato e alla nota n. 35 del Bilancio separato.

Le informazioni sul governo societario e gli assetti proprietari di cui all'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998, come modificato, sono contenute in apposito fascicolo "Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020" parte integrante della documentazione di bilancio.

In ottemperanza alle previsioni del "Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate" adottato dalla Consob con Delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successivamente modificato con Delibera n. 17389 del 23 giugno 2010, il Consiglio di Gestione, con delibera in data 11 novembre 2010, ha approvato, previo parere favorevole del Comitato per il Controllo Interno, la prescritta Procedura al fine di individuare le regole e i presidi volti ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate poste in essere da A2A S.p.A. direttamente ovvero per il tramite di società controllate. La predetta Procedura, rinvenibile sul sito internet www.a2a.eu, è stata applicata con decorrenza 1° gennaio 2011.

Il Consiglio di Amministrazione del 20 giugno 2016 ha deliberato, previo parere favorevole del Comitato di Controllo Rischi, la revisione della procedura "Disciplina delle operazioni con Parti Correlate". La revisione della Procedura prevede in particolare la riduzione, introdotta in via facoltativa, della soglia per le operazioni con le controllate dei Comuni di Milano e Brescia, al di sopra della quale prevedere l'applicazione della Procedura stessa.

La Società ha deciso di avvalersi delle facoltà previste dagli articoli 70, comma 8, e 71, comma 1-bis, del Regolamento Emittenti e, quindi, di derogare all'obbligo di mettere a disposizione del pubblico un documento informativo in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumento di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizione e cessione.