
1

**RELAZIONE
SULLA GESTIONE**





10

MILIONI
DI ABITANTI SERVITI

PRIMO OPERATORE
IN ITALIA NEI SERVIZI IDRICI



Organi sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Barbara Marinali	Presidente
Fabrizio Palermo	Amministratore Delegato
Antonella Rosa Bianchessi	Consigliere
Alessandro Caltagirone	Consigliere
Massimiliano Capece Minutolo Del Sasso	Consigliere
Antonino Cusimano	Consigliere
Elisabetta Maggini	Consigliere
Luisa Melara	Consigliere
Angelo Piazza	Consigliere
Alessandro Picardi	Consigliere
Vincenza Patrizia Rutigliano	Consigliere
Nathalie Tocci	Consigliere
Yves Rannou*	Consigliere

COLLEGIO SINDACALE

Maurizio Lauri	Presidente
Claudia Capuano	Sindaco Effettivo
Leonardo Quagliata	Sindaco Effettivo
Rosina Cichello	Sindaco Supplente
Vito Di Battista	Sindaco Supplente

DIRIGENTE PREPOSTO

Pier Francesco Ragni**

* nominato dall'Assemblea dei Soci in data 12 aprile 2024, in sostituzione di Francesca Menabuoni

** nominato dal Consiglio di Amministrazione in data 31 agosto 2024



Financial highlights

RISULTATI AL NETTO DELLE PARTITE NON RECURRING

MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)

€1.515 ▲ +11,1%

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO

€330 ▲ +18,5%

RISULTATI AL 31 DICEMBRE 2024

RICAVI NETTI CONSOLIDATI

€4.270 ▼ -7,8%

RISULTATO OPERATIVO (EBIT)

€703 ▲ +14,8%

MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)

€1.557 ▲ +11,9%

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO

€332 ▲ +12,8%

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

€4.954 ▲ +2,2%

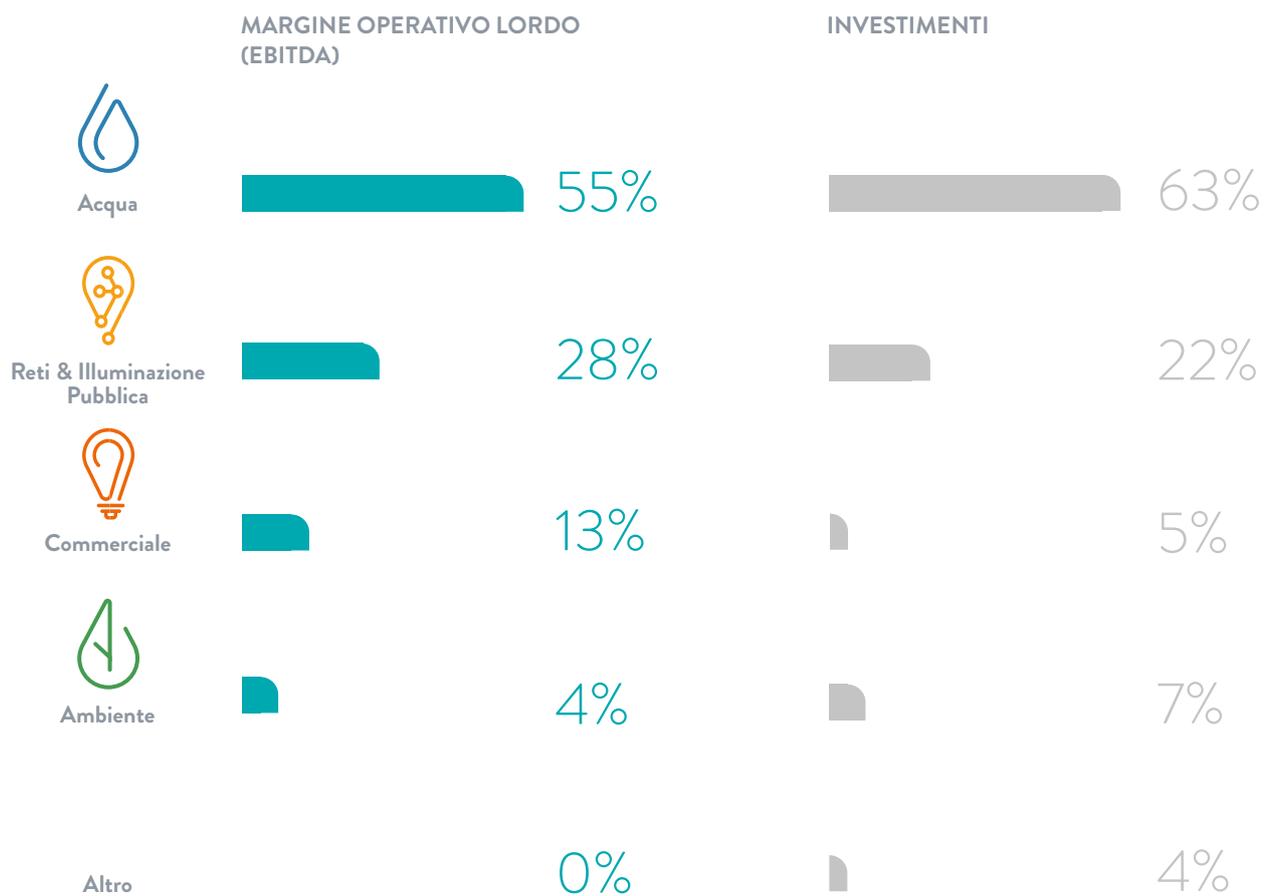
INVESTIMENTI*

€1.439 ▲ +25,9%

* al lordo degli investimenti finanziati e dei contributi su appalti.

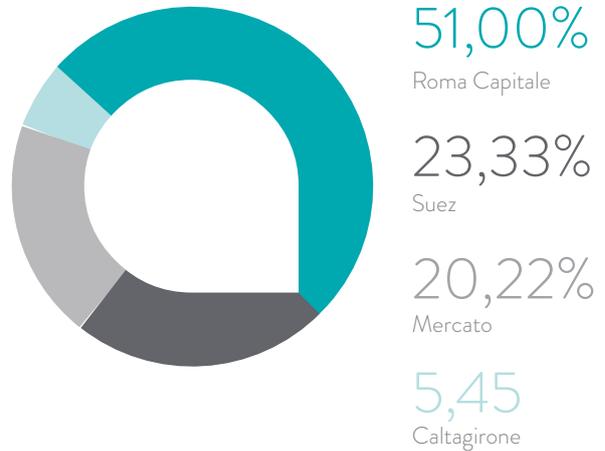


CONTRIBUZIONE AL CONSOLIDATO



Modello organizzativo di Acea

Acea è uno dei principali gruppi industriali italiani ed è quotata in Borsa dal 1999. Il Gruppo ha adottato un assetto organizzativo e un modello operativo che supportano le sue linee strategiche basate sulla crescita nel mercato idrico attraverso sviluppi infrastrutturali, espansione geografica, partnership strategiche, potenziamento tecnologico e tutela della risorsa idrica; sulla resilienza della rete elettrica e sulla qualità del servizio della città di Roma; sullo sviluppo di nuova capacità rinnovabile per far fronte alla transizione energetica; sulla spinta verso l'economia circolare con espansione geografica anche in sinergia con altri business. I macrosettori in cui opera Acea sono articolati nelle aree industriali di seguito elencate:



Il grafico evidenzia esclusivamente le partecipazioni superiori al 3%, così come risultanti da fonte CONSOB



ACQUA

Il Gruppo Acea è il primo operatore italiano nel settore idrico con 10 milioni di abitanti serviti, gestisce il servizio idrico integrato a Roma e Frosinone e nelle rispettive province ed è presente in altre aree del Lazio, in Toscana, Umbria, Campania, Molise e Liguria. Il Gruppo è inoltre presente in Abruzzo, Molise e Campania essendo entrato nel mercato della distribuzione del gas metano nel Comune di Pescara, nella Provincia dell'Aquila, nelle Province di Campobasso e Isernia e nella Provincia di Salerno; si fa presente infine che l'area comprende, il gruppo ASM Terni che opera, oltre che nel settore idrico, anche nel settore della raccolta e smaltimento dei rifiuti e nella distribuzione elettrica. Il Gruppo è presente su tutta la catena del valore, dalla captazione e la distribuzione delle acque, fino alla depurazione ed al riuso delle stesse.

Inoltre, l'area comprende le società che gestiscono le attività idriche in America Latina e ha come obiettivo quello di cogliere opportunità di sviluppo verso altri business riconducibili a quelli già presidiati in Italia. È presente in particolare in Honduras e Perù servendo una popolazione di circa 10 milioni di abitanti. Le attività sono svolte in partnership con soci locali e internazionali, anche attraverso la formazione del personale e il trasferimento del *know how* all'imprenditoria locale.



RETI & ILLUMINAZIONE PUBBLICA

Il Gruppo Acea è tra i principali operatori nazionali con circa 10 TWh elettrici distribuiti e 1,6 milioni di POD nell'area di Roma (dato 2024); sempre nella Capitale il Gruppo gestisce l'illuminazione pubblica e artistica con oltre 250 mila punti luce. Il Gruppo Acea è impegnato in progetti di efficienza energetica e nello sviluppo di nuove tecnologie, come la smartizzazione della rete per la gestione dinamica, il controllo sui POD con *smart meter* 2G e *demand response* massivo tramite l'intelligenza artificiale e *IoT platform*, nonché lo sviluppo di progetti per l'Illuminazione Pubblica *smart*.



AMBIENTE

Il Gruppo Acea è uno dei principali player nazionali con circa 2,2 milioni di tonnellate di rifiuti (dato 2024), inclusi quelli intermediati, trattati all'anno. Il Gruppo opera lungo tutta la filiera di trattamento dei rifiuti, con presenza soprattutto sui segmenti con maggiore marginalità. Tra i diversi impianti di trattamento e smaltimento, gestiti e dislocati in otto regioni, ci sono il principale termovalorizzatore e il più grande impianto di digestione anaerobica e compostaggio della Regione Lazio ed il più grande impianto di Trattamento Meccanico-Biologico della Regione Abruzzo. Il Gruppo dedica particolare attenzione allo sviluppo di investimenti del business nel *waste to energy* e nel *waste to recycling*, considerato ad alto potenziale, nonché nel recupero dei rifiuti e nel riciclo nelle filiere della plastica, carta, metalli e nella produzione di compost di alta qualità, in coerenza con l'obiettivo strategico di consolidare il presidio sul ciclo completo massimizzando la circolarità e puntando sul ri-utilizzo delle risorse.



COMMERCIALE

Il Gruppo Acea è uno dei principali player nazionali nella vendita di energia elettrica e offre soluzioni innovative e flessibili per la fornitura di elettricità e gas naturale con l'obiettivo di consolidare il proprio posizionamento di operatore *dual fuel*. Opera sui segmenti di mercato delle medie imprese e delle famiglie al fine di migliorare la qualità dei servizi offerti con particolare riguardo ai canali web e social. Presidia le politiche di *energy management* del Gruppo.



PRODUZIONE

Il Gruppo Acea è tra i principali operatori nazionali nell'ambito della generazione da fonti rinnovabili (idroelettrico e fotovoltaico) ed è impegnato in progetti di efficienza energetica ed *energy solution* nel segmento business, particolarmente focalizzati nella ricerca di approcci innovativi nella gestione degli asset produttivi e all'implementazione di nuova capacità produttiva che sostenga i consumi interni e riduca l'impronta carbonica del Gruppo, diminuendo le emissioni di CO₂ per raggiungere gli obiettivi SBTi. In tal senso il Gruppo ha l'obiettivo di cogliere opportunità per lo sviluppo di pipeline solare, anche attraverso partnership con operatori finanziari.



ENGINEERING & INFRASTRUCTURE PROJECTS

Il Gruppo Acea rappresenta un polo specializzato che ha sviluppato un *know how* all'avanguardia nella progettazione, nella costruzione e nella gestione dei sistemi idrici integrati: dalle sorgenti agli acquedotti, dalla distribuzione alla rete fognaria, alla depurazione. Sviluppa progetti di ricerca applicata, finalizzati all'innovazione tecnologica nei settori idrico, ambientale ed energetico. Particolare rilevanza è dedicata ai servizi di laboratorio e alle consulenze ingegneristiche. Il Gruppo Acea è inoltre impegnato nella progettazione e realizzazione di impianti per l'ambiente e per il trattamento delle acque e dei rifiuti.

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

DEFINIZIONE DEGLI INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

In data 5 ottobre 2015, l'ESMA (*European Security and Markets Authority*) ha pubblicato i propri orientamenti (ESMA/2015/1415) in merito ai criteri per la presentazione degli indicatori alternativi di performance che sostituiscono, a partire dal 3 luglio 2016, le raccomandazioni del CESR/05-178b. Tali orientamenti sono stati recepiti nel nostro sistema con Comunicazione n. 0092543 del 3 dicembre 2015 della CONSOB. Inoltre, il 4 marzo 2021, l'ESMA ha pubblicato gli orientamenti sui requisiti di informativa derivanti dal nuovo Regolamento Prospetto (Regulation EU 2017/1129 e Regolamenti Delegati EU 2019/980 e 2019/979), che aggiornano le precedenti Raccomandazioni CESR (ESMA/2013/319, nella versione rivisitata del 20 marzo 2013). A partire dal 5 maggio 2021, su richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21, i sopracitati Orientamenti dell'ESMA sostituiscono anche la raccomandazione del CESR in materia di indebitamento, pertanto, in base alle nuove previsioni, gli emittenti quotati devono presentare, nelle note illustrative dei bilanci annuali e delle semestrali, pubblicate a partire dal 5 maggio 2021, un nuovo prospetto in materia di indebitamento da redigere secondo le indicazioni contenute nei paragrafi 175 ss. dei suddetti Orientamenti ESMA.

Di seguito si illustra il contenuto ed il significato delle misure di risultato *non-GAAP* e degli altri indicatori alternativi di performance utilizzati nel presente bilancio:

- il **margine operativo lordo (o EBITDA)** rappresenta per il Gruppo Acea un indicatore della performance operativa ed include, dal 1° gennaio 2014, anche il risultato sintetico delle partecipazioni a controllo congiunto per le quali è stato modificato il metodo di consolidamento in conseguenza dell'entrata in vigore dei principi contabili internazionale IFRS10 e IFRS11. Il margine operativo lordo è determinato sommando al Risultato operativo la voce "Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni" in quanto principali *non cash items*;
- l'**indebitamento finanziario netto** viene rappresentato e determinato conformemente a quanto indicato dagli orientamenti ESMA sopra citati e in particolare dal paragrafo 127 delle raccomandazioni contenute nel documento n. 319 del 2013, implementative del Regolamento (CE) 809/2004. Tale indicatore è determinato come somma dei debiti finanziari a breve ("Finanziamenti a breve termine", "Parte corrente dei finanziamenti a lungo termine" e "Passività finanziarie correnti") e lungo termine ("Finanziamenti a lungo termine") e dei relativi strumenti derivati ("Passività finanziarie non correnti"), al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle "Attività finanziarie correnti";
- la **posizione finanziaria netta** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria del Gruppo Acea determinato in continuità con i precedenti esercizi per fornire un'ulteriore informativa finanziaria. Tale indicatore si ottiene dalla somma dei Debiti e Passività finanziarie non correnti al netto delle Attività finanziarie non correnti (crediti finanziari e titoli diversi da partecipazioni), dei "Debiti finanziari correnti" e delle "Altre passività finanziarie correnti" al netto delle "Attività finanziarie correnti" e delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- il **capitale investito netto** è definito come somma delle "Attività correnti", delle "Attività non correnti" e delle Attività e Passività destinate alla vendita al netto delle "Passività correnti" e delle "Passività non correnti", escludendo le voci considerate nella determinazione della posizione finanziaria netta;
- il **capitale circolante netto** è dato dalla somma dei "Crediti correnti", delle "Rimanenze", del saldo netto di altre attività e passività correnti e dei "Debiti correnti" escludendo le voci considerate nella determinazione della posizione finanziaria netta.



Sintesi dei risultati

Dati economici

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Ricavi netti consolidati	4.269,9	4.629,2	(359,4)	(7,8%)
Costi operativi consolidati	2.728,7	3.252,7	(524,0)	(16,1%)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	0,0	0,0	0,0	n.s.
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	15,7	14,4	1,3	9,0%
Margine operativo lordo	1.556,8	1.390,9	166,0	11,9%
Risultato operativo	702,7	612,3	90,4	14,8%
Risultato netto	372,5	327,4	45,0	13,7%
Utile/(Perdita) di competenza di terzi	40,8	33,5	7,3	21,8%
Risultato netto di competenza del Gruppo	331,6	293,9	37,7	12,8%

Dati patrimoniali

€ milioni	31/12/2024	31/12/2023	Variazione	Variazione %
Capitale investito netto	7.829,2	7.669,8	159,3	2,1%
Indebitamento finanziario netto	(4.953,6)	(4.846,8)	(106,8)	2,2%
Patrimonio netto consolidato	(2.875,6)	(2.823,1)	(52,5)	1,9%

€ milioni	31/12/2024	31/12/2023	Variazio ne	Variazione %
Posizione Finanziaria Netta	(4.917,8)	(4.833,8)	(84,0)	1,7%

EBITDA

€ milioni	31/12/2024	31/12/2023	Variazione	Variazione %
Acqua	823,8	743,9	79,8	10,7%
Acqua (Estero)	35,2	35,7	(0,5)	(1,4%)
Reti e Illuminazione Pubblica	433,7	375,4	58,3	15,5%
Ambiente	67,9	84,4	(16,4)	(19,5%)
Commerciale	197,6	129,3	68,3	52,9%
Produzione	40,5	53,9	(13,3)	(24,8%)
Engineering & Infrastructure Projects	11,0	9,9	1,1	11,0%
Corporate	(52,9)	(41,6)	(11,3)	27,2%
Totale EBITDA	1.556,8	1.390,9	166,0	11,9%

Investimenti*

€ milioni	31/12/2024	31/12/2023	Variazione	Variazione %
Acqua	895,4	682,4	213,0	31,2%
Acqua (Estero)	8,5	5,7	2,8	49,1%
Reti e Illuminazione Pubblica	315,7	299,6	16,2	5,4%
Ambiente	100,3	38,9	61,5	158,0%
Commerciale	67,5	50,2	17,3	34,4%
Produzione	25,8	41,1	(15,3)	(37,1%)
Engineering & Infrastructure Projects	5,2	4,7	0,4	9,3%
Corporate	20,4	20,1	0,2	1,2%
Totale investimenti	1.438,9	1.142,7	296,2	25,9%

* Il valore degli investimenti del 2024 comprende il valore degli anticipi su appalti pari a €99,8 milioni.

Sintesi dei risultati: andamento dei risultati economici

Dati economici

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Ricavi da vendita e prestazioni	4.050,2	4.410,1	(359,9)	(8,2%)
Altri ricavi e proventi	219,6	219,1	0,5	0,2%
Costi esterni	2.400,2	2.918,3	(518,1)	(17,8%)
Costo del lavoro	328,5	334,5	(6,0)	(1,8%)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	0,0	0,0	0,0	n.s.
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	15,7	14,4	1,3	9,0%
Margine operativo lordo	1.556,8	1.390,9	166,0	11,9%
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	854,2	778,5	75,6	9,7%
Risultato operativo	702,7	612,3	90,4	14,8%
Gestione finanziaria	(144,5)	(136,5)	(8,0)	5,8%
Gestione partecipazioni	(5,7)	(0,6)	(5,1)	n.s.
Risultato ante imposte	552,4	475,2	77,2	16,3%
Imposte sul reddito	180,0	147,8	32,2	21,8%
Risultato netto	372,5	327,4	45,0	13,7%
Utile/(Perdita) di competenza di terzi	40,8	33,5	7,3	21,8%
Risultato netto di competenza del Gruppo	331,6	293,9	37,7	12,8%

Al 31 dicembre 2024 i **ricavi da vendita e prestazioni** ammontano ad €4.050,2 milioni in diminuzione di €359,9 milioni (-8,2%) rispetto a quelli del precedente esercizio. La variazione in diminuzione deriva dai seguenti effetti contrapposti:

- minori ricavi da vendita e prestazioni di energia elettrica (-€338,8 milioni) influenzati dai maggiori prezzi unitari del 2023 (variazione PUN -15%) e in parte dai minori volumi di vendita;
- minori ricavi da sviluppo sostenibile (-€151,6 milioni), conseguenza dei nuovi scenari legati alla modifica degli incentivi del c.d. "Superbonus", per effetto della conclusione dei cantieri avviati e conclusi nel precedente esercizio (-€144,7 milioni). La restante riduzione si registra nei ricavi da VAS (vendite installazione e assistenza ai clienti di attività e servizi in ambito *smart services*) con un decremento di €7,4 milioni dovuto alla sospensione del *business* di vendita caldaie e condizionatori, a seguito della decisione da parte del Governo di eliminare le opzioni di sconto in fattura e cessione del credito dai primi mesi del 2024;
- minori ricavi da spazzamento e raccolta di ASM Terni (-€12,8 milioni) per il passaggio nel 2024 delle attività di fatturazione dei clienti finali dei Comuni gestiti da CNS – Cosp Tecno Service a quest'ultimo;
- minori ricavi realizzati in relazione al contratto di illuminazione pubblica del Comune di Roma (-€8,1 milioni) in conseguenza delle minori attività di manutenzione extra ordinaria;
- maggiori ricavi da servizio idrico integrato (+€85,8 milioni), in prevalenza imputabili ad Acea Ato2 (+€68,5 milioni) e GORI (+€35,6 milioni) compensati in parte dall'effetto del deconsolidamento di Acquedotto del Fiora (-€31,1 milioni). Tali ricavi

vi risentono oltre che alla fisiologica crescita organica trainata principalmente dagli investimenti effettuati e dalla stima dei conguagli per partite passanti (energia elettrica, acqua all'ingrosso, ecc.) anche dell'aggiornamento tariffario 2024-2029 a seguito dell'introduzione del Metodo Tariffario Idrico per il IV ciclo regolatorio (MTI-4);

- maggiori ricavi da vendita gas (+€60,2 milioni), influenzati in prevalenza dai maggiori volumi di vendita (+9,6%);
- maggiori ricavi da incentivi energia elettrica (+€8,5 milioni), in prevalenza sia per effetto della calendarizzazione degli incentivi GRIN che per il mancato riconoscimento nel 2023 degli incentivi su Salisano e Orte a causa del prezzo elevato consuntivato nel 2022.

Gli **altri ricavi** evidenziano un aumento di €0,5 milioni (+0,2%) rispetto al precedente esercizio. La variazione deriva dai seguenti effetti contrapposti: **i)** maggiori ricavi per sopravvenienze attive (+€38,0 milioni) derivanti in parte da Acea Ato2 (+€16,2 milioni) in prevalenza per il riallineamento tra i conguagli tariffari iscritti a bilancio fino alla competenza 2023 ed i conguagli approvati in tariffa, per il riconoscimento dell'inflazione sui conguagli 2018-2021 e sui conguagli 2023, e in parte a fronte di stanziamenti di partite energetiche relative ad esercizi precedenti (+€18,4 milioni) in Acea Energia; **ii)** minori altri ricavi (-€51,9 milioni) come conseguenza della rilevazione nel 2023 degli effetti connessi all'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della Qualità Tecnica e Contrattuale del servizio idrico integrato per le annualità 2020-2021 (delibera 477/2023) che ha visto riconoscere alle società



consolidate integralmente un premio complessivamente pari ad €26,1 milioni, minori ricavi di GORI (-€10,2 milioni) in prevalenza legati ai minori crediti di imposta energia e minori premi relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica di areti (-€4,1 milioni); **iii**) minori ristori per danni e penalità per €8,9 milioni derivanti in via prevalente dall'incremento delle riverse per indennizzi Cmor sul Mercato Libero Energia (-€4,2 milioni) e in parte legate a transazioni chiuse con fornitori di areti nel 2023; **iv**) maggiori ricavi per contributi (+€14,6 milioni) riferibili in prevalenza a GORI (+€12,0 milioni) inerenti in gran parte al contributo REACT-EU dell'Unione Europea riconosciuto nel 2024 a fronte di investimenti già realizzati nei precedenti esercizi e ad areti (+€1,8 milioni) per maggiori rilasci di contributi in c/capitale in relazione ai contributi ricevuti per il D.L. 50/2022 (c.d. "Decreto aiuti"); **v**) maggiori ricavi da margine IFRIC12 (+€9,2 milioni) in prevalenza come conseguenza dei maggiori investimenti e aggiornamento WACC.

I **costi esterni** presentano una diminuzione complessiva di €518,1 milioni (-17,8%) rispetto al 31 dicembre 2023. La variazione si deve in prevalenza alla riduzione dei costi legati all'approvvigionamento di energia elettrica e gas sul mercato libero e sul mercato della tutela graduale (-€380,8 milioni), in coerenza con l'andamento registrato nei ricavi. Contribuiscono alla variazione anche i minori costi per

servizi e appalti (-€146,2 milioni) in gran parte riferibili al decremento dei costi per lavori di *energy efficiency*, come conseguenza della conclusione della maggior parte delle commesse per interventi di efficienza energetica su condomini e clienti privati e minori costi relativi al servizio di raccolta e spazzamento di ASM Terni (-€13,1 milioni) per le motivazioni sopra indicate per i correlati ricavi.

Il **costo del lavoro** presenta una variazione in riduzione rispetto al precedente esercizio per €6,0 milioni (-1,8%), influenzata in prevalenza dal rilascio delle passività per agevolazioni tariffarie pensionati a seguito dell'accordo intervenuto tra il Gruppo e le associazioni sindacali in data 13 giugno 2024 che sostituisce tale istituto nei confronti degli ex dipendenti del Gruppo a fronte del pagamento di un controvalore economico *una tantum*.

La variazione del costo del lavoro al netto del sopra citato rilascio presenta un aumento pari a €15,7 milioni al netto dei maggiori costi capitalizzati (€4,4 milioni), derivante sia dall'incremento delle componenti retributive che dall'adeguamento dei contratti collettivi nazionali del lavoro e in parte dalla diversa composizione dell'organico.

La consistenza media del personale si attesta a 9.223 dipendenti, si riduce di 1.126 unità rispetto al precedente esercizio in prevalenza come conseguenza della fine del contratto triennale per la gestione delle stazioni di pompaggio acqua potabile di Lima gestite dal Consorzio Acea (-904 unità).

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Costo del lavoro al lordo dei costi capitalizzati	530,4	532,0	(1,6)	(0,3%)
Costi capitalizzati	(201,9)	(197,5)	(4,4)	2,2%
Costo del lavoro	328,5	334,5	(6,0)	(1,8%)

I **proventi da partecipazioni di natura non finanziaria** rappresentano il risultato consolidato secondo *l'equity method* ricompreso tra le

componenti che concorrono alla formazione dell'EBITDA consolidato delle società strategiche.

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo	170,6	156,5	14,1	9,0%
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	133,2	128,5	4,7	3,7%
Gestione finanziaria	(10,6)	(7,8)	(2,9)	36,8%
Gestione partecipazioni	(0,0)	0,0	(0,0)	n.s.
Imposte sul reddito	11,1	5,8	5,2	90,0%
Proventi da partecipazioni di natura non finanziaria	15,7	14,4	1,3	9,0%

Il provento da partecipazioni di tali società risulta in aumento di €1,3 milioni per effetto combinato dei maggiori proventi derivanti dalle società del settore fotovoltaico (+€7,4 milioni), Umbra Acque (+€2,1 milioni) e Acque (+€1,0 milioni) in parte compensati dalla svalutazione delle società DropMI in liquidazione (-€5,5 milioni) per le perdite conseguite in relazione ai progetti non realizzati in ambito *smart metering* e dal minore contributo di Publiacqua (-€5,6 milioni) per effetto dei minori ricavi di SII (componente Capex e FoNI) e dei maggiori ammortamenti. Contribuisce inoltre il risultato

di Acquedotto del Fiora consolidata ad equity nell'ultimo trimestre (+€0,9 milioni).

Il **Margine operativo lordo (EBITDA)** passa da €1.390,9 milioni del 31 dicembre 2023 a €1.556,8 milioni del 31 dicembre 2024 registrando una crescita di €166,0 milioni pari all'11,9%. L'EBITDA al netto delle partite *non recurring* sul 2024¹ (+€42,2 milioni) e sul 2023² (+€28,0 milioni) risulta in crescita dell'11,1% (+€151,7 milioni).

1 Gli eventi *one off* sul 2024 sono riconducibili principalmente a partite straordinarie su ratei energia e sopravvenienze tariffarie (+€61,1 milioni di cui €34,7 milioni relativi al business Acqua Italia prevalentemente riconducibili a partite di recupero adeguamenti inflattivi anni precedenti), al rilascio del fondo per agevolazioni tariffarie pensionati (+€17,3 milioni), alla business unit Ambiente (-€8,7 milioni) influenzata in prevalenza da eventi straordinari legati agli impianti, alla svalutazione della partecipazione di DropMi in liquidazione (-€5,5 milioni) e dal risultato di Acquedotto del Fiora (-€20,0 milioni) neutralizzato a seguito del deconsolidamento.

2 Gli eventi *one off* sul 2023 sono riconducibili al premio qualità tecnico delle società idriche (+€28,5 milioni), a partite straordinarie su ratei energia (+€5,4 milioni), alla plusvalenza sulla cessione di un impianto di SIMAM (+€3,2 milioni) e alla svalutazione degli impianti soggetti ad attività di revamping (-€9,1 milioni).

La variazione su base organica è pertanto riconducibile ai seguenti effetti contrapposti:

- maggiori margini sulle reti di distribuzione elettrica principalmente in conseguenza della crescita delle tariffe regolate (+€70,0 milioni) in prevalenza per effetto della variazione favorevole del WACC, del deflatore e dall'incremento del valore di RAB, compensati in parte dai minori ricavi derivanti dal piano resilienza (-€4,9 milioni), dai maggiori costi operativi (+€6,7 milioni) in prevalenza costi del personale, dismissioni di asset (-€4,0 milioni) e dai minori margini sulla gestione del servizio di pubblica illuminazione nel Comune di Roma (-€1,5 milioni) per minori attività di manutenzione extra ordinaria;
- maggiori margini derivanti dalla crescita dei ricavi tariffari idrici relativi a partite non passanti (+€107,0 milioni) imputabili in gran parte ad Acea Ato2 (+€66,2 milioni) e GORI (+€25,1 milioni) come conseguenza oltre che alla fisiologica crescita organica trainata principalmente dagli investimenti effettuati, anche dell'aggiornamento tariffario 2024-2029 a seguito dell'introduzione del Metodo Tariffario Idrico per il IV ciclo regolatorio (MTI-4). Compensa tale incremento il maggior costo del personale per €9,0 milioni imputabile ai rinnovi contrattuali e alla diversa composizione dell'organico;
- minori margini derivanti dalla produzione idroelettrica (-€17,3 milioni), influenzati sia dall'effetto prezzo per €6,7 milioni

(-€23/MWh) che dalle minori quantità per €10,6 milioni (-118 GWh) in parte conseguenza delle minori piogge;

- incremento del margine energia e gas (+€70,7 milioni) in prevalenza dovuto ai maggiori margini sul mercato libero sia per una maggiore marginalità che per le maggiori quantità vendute;
- minori margini sulle attività *energy efficiency* (-€15,7 milioni) conseguenza dei nuovi scenari legati alla modifica degli incentivi del c.d. *Superbonus*, per effetto della conclusione dei cantieri avviati e conclusi nel precedente esercizio;
- minori margini sul WTE (-€9,1 milioni) dovuti in parte allo scenario energetico in prevalenza sull'impianto di San Vittore (-€15,1 milioni; -70 €/MWh) compensati in parte dal maggior volume trattato e dai maggiori prezzi di conferimento;
- minore margine della Corporate (-€11,3 milioni) da imputare essenzialmente all'aumento dei costi esterni per consulenze e prestazioni tecniche e amministrative, spese pubblicitarie, di sponsorizzazioni e licenze d'uso software applicativo compensati in parte da minori costi per consumi di energia elettrica e servizi di vigilanza.

Il **Risultato operativo (EBIT)** risulta pari ad €702,7 milioni e segna un incremento di €90,4 milioni rispetto al precedente esercizio. Si espone di seguito il dettaglio delle voci che influenzano l'EBIT.

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Ammortamenti e riduzioni di valore	708,9	651,8	57,1	8,8%
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali	96,9	86,5	10,4	12,0%
Accantonamenti e rilasci per rischi e oneri	48,4	40,2	8,1	20,2%
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	854,2	778,5	75,6	9,7%

La variazione in aumento degli **ammortamenti e riduzioni di valore** (+€57,1 milioni) è legata in prevalenza alla naturale crescita degli ammortamenti sui *business* regolati, in prevalenza dell'area "Acqua" (+€27,6 milioni) e "Reti e Illuminazione Pubblica" (+€9,3 milioni), come conseguenza dei maggiori investimenti e dell'entrata in esercizio di cespiti in corso. Contribuisce all'incremento la crescita degli ammortamenti riferiti ai costi di *commissioning* per l'acquisizione di nuovi clienti di Acea Energia (+€5,6 milioni) e l'incremento delle riduzioni di valore per un importo di circa €18,3 milioni, in seguito ai risultati dei test di impairment e in parte alla svalutazione di immobilizzazioni in corso.

Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali**, sono in aumento rispetto al precedente esercizio (+€10,4 milioni) in termini di incidenza sui ricavi consolidati, (2,27% vs 1,87%). Questo risultato è principalmente attribuibile a un aumento della copertura dello stock di crediti idrici, in linea con l'andamento del relativo *ageing*, e alla maggiore svalutazione operata in ottica prudenziale su alcune fattispecie, che ne hanno influenzato la dinamica.

Gli **accantonamenti ed i rilasci per rischi e oneri** risultano in crescita rispetto al precedente esercizio (+€8,1 milioni) per effetto dei seguenti effetti contrapposti: **i)** accantonamento per il pagamento del corrispettivo *una tantum* legato al già citato accordo tra il Gruppo e i sindacati in relazione alle agevolazioni tariffarie pensionati (+€6,0 milioni), compensato dai minori accantonamenti per esodo (-€5,9 milioni); **ii)** accantonamento di TWS in merito alla domanda di risarcimento danni da parte di Irisacqua a seguito della risolu-

zione per inadempimento del contratto di appalto affidato all'RTI di cui faceva parte TWS (+€6,1 milioni); **iii)** stima della sanzione conseguente all'esito del procedimento da parte dell'Autorità Garante per la Protezione di Dati personali di Acea Energia (+€5,0 milioni); **iv)** maggiori accantonamenti di areti per diritti istruttoria e bolli per licenze Illuminazione Pubblica, penali delibera 604/2021, penali Illuminazione Pubblica (+€3,1 milioni); **v)** minori accantonamenti in relazione a contenziosi su *ecobonus* rilevati nel 2023 (-€3,2 milioni); **vi)** minori accantonamenti di Acea Ato2 in prevalenza per l'accantonamento rilevato nel 2023 legato ad un'ingiunzione di pagamento da parte della Regione Lazio con riferimento ad una richiesta di riconoscimento di maggiori canoni concessionari relativi al periodo ante 2011 (-€5,6 milioni).

Il **risultato della gestione finanziaria** evidenzia oneri netti per €144,5 milioni in crescita rispetto al 31 dicembre 2023 (+€8,0 milioni) per l'effetto combinato: **i)** dei maggiori oneri finanziari (+€11,6 milioni) conseguenza sia del rialzo dei tassi di interesse che dell'aumento del debito medio del periodo, in particolare si rilevano maggiori oneri finanziari sull'indebitamento di breve e medio-lungo termine (+€14,3 milioni) in prevalenza della Capogruppo e dalle commissioni su maggiori cessioni di crediti di areti (+€10,2 milioni) rispetto al precedente esercizio; compensa tale incremento una generale riduzione delle altre voci, in particolare i minori interessi su prestiti obbligazionari (-€6,3 milioni) prevalentemente legati all'estinzione del prestito obbligazionario rimborsato a luglio dalla Capogruppo, compensato dagli interessi sul prestito obbligazionario emesso a inizio 2023; **ii)** dei maggiori proventi finanziari (+€3,6



milioni) derivanti dall'iscrizione di proventi finanziari derivanti dal riconoscimento dei crediti fiscali da efficienza energetica (+€3,5 milioni) e dall'incremento degli interessi attivi verso clienti (+€5,4 milioni) in prevalenza imputabili al rialzo dei tassi di mercato, compensati in parte dalla riduzione degli interessi maturati sui depositi a breve della Capogruppo (-€5,6 milioni) conseguenza della riduzione della consistenza dei depositi a breve intervenuta nell'ultimo trimestre 2024 in coincidenza del rimborso del prestito obbligazionario scaduto a luglio.

I **proventi e oneri da partecipazioni** evidenziano oneri netti per €5,7 milioni e si compongono in via principale della minusvalenza derivante dalla cessione delle quote partecipative detenute in Berg (€3,3 milioni) e della minusvalenza derivante dall'applicazione

dell'IFRS5 in relazione alla prospettata cessione di tre impianti fotovoltaici al Fondo Equitix (€3,7 milioni).

La **stima del carico fiscale** è pari a €180,0 milioni contro €147,8 milioni del precedente esercizio, l'incremento deriva dall'effetto combinato del maggior utile ante imposte e dal maggior tax rate. Il tax rate al 31 dicembre 2024 si attesta così al 32,6% (era il 31,1% al 31 dicembre 2023).

Il **risultato netto di competenza del Gruppo** si attesta a €331,6 milioni e segna un incremento di €37,7 milioni rispetto al precedente esercizio (+12,8%). Il risultato al netto delle partite *non recurring* sul 2024 (+€1,7 milioni) e sul 2023 (+€15,4 milioni) risulta in crescita del 18,5% (+€51,4 milioni).

Sintesi dei risultati patrimoniali e finanziari

Dati patrimoniali

€ milioni	31/12/2024	31/12/2023	Variazione	Variazione %
Attività e passività non correnti	8.813,4	8.366,1	447,4	5,3%
Circolante netto	(984,2)	(696,2)	(288,0)	41,4%
Capitale investito netto	7.829,2	7.669,8	159,3	2,1%
Indebitamento finanziario netto	(4.953,6)	(4.846,8)	(106,8)	2,2%
Totale patrimonio netto	(2.875,6)	(2.823,1)	(52,5)	1,9%

ATTIVITÀ E PASSIVITÀ NON CORRENTI

Rispetto al 31 dicembre 2023 le attività e passività non correnti aumentano di €447,4 milioni (+5,3%), di seguito si rappresenta la composizione della voce:

€ milioni	31/12/2024	31/12/2023	Variazione	Variazione %
Immobilizzazioni materiali/immateriali	8.124,0	7.885,2	238,8	3,0%
Partecipazioni	496,1	367,3	128,8	35,1%
Altre attività non correnti	1.291,8	958,8	333,0	34,7%
TFR e altri piani e benefici definiti	(77,6)	(109,9)	32,3	(29,4%)
Fondi rischi e oneri	(234,1)	(224,3)	(9,8)	4,4%
Altre passività non correnti	(786,7)	(511,1)	(275,6)	53,9%
Attività e Passività non correnti	8.813,4	8.366,1	447,4	5,3%

La variazione in aumento delle **immobilizzazioni** (+€238,8 milioni) deriva principalmente dall'incremento derivante dagli investimenti, attestatisi ad €1.438,9 milioni, compensati in parte: **i)** dagli ammortamenti e dalle riduzioni di valore per complessivi €708,9 milioni; **ii)** dalle dismissioni ed alienazioni (€13,5 milioni); **iii)** nonché dalla variazione intervenuta nel perimetro di consolidamento in conseguenza alla modifica del metodo di consolidamento di Acquedotto del Fiora (-€298,1 milioni) e della cessione di Berg (-€12,4 milioni); **iv)** dalla riclassifica tra le attività destinate alla vendita dei cespiti rientranti nel

perimetro della cessione della "Rete AT" a Terna e degli impianti fotovoltaici in cessione al Fondo Equitix (si rimanda al paragrafo relativo all'applicazione dell'IFRS5 per ulteriori dettagli).

La variazione degli investimenti rispetto al precedente esercizio presenta un incremento di €296,2 milioni, registrata in prevalenza nei *business* regolati compensato in parte dai minori investimenti per la costruzione di impianti fotovoltaici dall'Area Produzione. Di seguito la composizione per area industriale:

Investimenti

€ milioni	31/12/2024	31/12/2023	Variazione	Variazione %
Acqua	895,4	682,4	213,0	31,2%
Acqua (Estero)	8,5	5,7	2,8	49,1%
Reti e Illuminazione Pubblica	315,7	299,6	16,2	5,4%
Ambiente	100,3	38,9	61,5	158,0%
Commerciale	67,5	50,2	17,3	34,4%
Produzione	25,8	41,1	(15,3)	(37,1%)
Engineering & Infrastructure Projects	5,2	4,7	0,4	9,3%
Corporate	20,4	20,1	0,2	1,2%
Totale investimenti	1.438,9	1.142,7	296,2	25,9%



Le **partecipazioni** aumentano di €128,8 milioni rispetto al 31 dicembre 2023. La variazione è determinata in prevalenza dalla variazione dell'area di consolidamento conseguente alla già citata modifica nel metodo di consolidamento della società Acquedotto del Fiora (+€79,5 milioni) e dell'acquisizione della partecipazione in Rivieracqua (+€32,6 milioni). La restante variazione è dovuta alla valutazione del periodo (+€17,3 milioni) al netto delle variazioni OCI (-€1,4 milioni), del decremento per la distribuzione dei dividendi (-€6,3 milioni) e di altri movimenti principalmente dovuti alla rilevazione di *earn-out* relativi alle partecipazioni fotovoltaiche del c.d. Gruppo Powertis (+€3,5 milioni).

Lo stock del **TFR e altri piani a benefici definiti** registra una diminuzione di €32,3 milioni, prevalentemente dovuta al decremento del fondo per agevolazione tariffaria pensionati (-€17,7 milioni), del fondo Isopensione (-€10,0 milioni) e del TFR (-€5,1 milioni). In riferimento alle Agevolazioni tariffarie, il Gruppo Acea e le associazioni sindacali hanno sottoscritto in data 13 giugno 2024 un Verbale di Accordo, in virtù del quale sono state estinte le Agevolazioni

tariffarie nei confronti degli ex-dipendenti del Gruppo con decorrenza a partire dal 1° luglio 2024. In sostituzione di detto istituto, è stato previsto il pagamento *una tantum* quantificato in funzione dell'età anagrafica degli aventi diritto alla data del 30 giugno 2024. La sottoscrizione del Verbale di Accordo ha comportato l'eliminazione dell'obbligazione previdenziale cumulata iscritta in bilancio (per complessivi €17,3 milioni) ed il contestuale accantonamento a fondo rischi ed oneri di un ammontare pari alla stima del beneficio *una tantum* da corrispondere ai pensionati a titolo di stralcio definitivo delle Agevolazioni tariffarie precedentemente in essere (per complessivi €6,0 milioni).

Il tasso di attualizzazione di tali passività passa dal 3,17% del 31 dicembre 2023 al 3,38% del 31 dicembre 2024.

I **fondi rischi e oneri** aumentano per €9,8 milioni rispetto alla fine dell'esercizio precedente principalmente in conseguenza degli accantonamenti al netto dei rilasci per esubero fondi (€48,3 milioni) e degli utilizzi (€29,3 milioni). Si riporta di seguito il dettaglio per natura dei fondi e la movimentazione di periodo:

€ milioni	31/12/2023	Utilizzi	Accantonamenti	Rilascio per esubero fondi	Riclassifiche/ Altri movimenti	31/12/2024
Legale	13,0	(3,4)	9,9	(1,0)	(2,8)	15,7
Fiscale	5,0	(0,1)	1,7	(1,1)	0,0	5,6
Rischi regolatori	36,0	(1,8)	16,5	(0,2)	(2,0)	48,4
Partecipate	12,8	0,0	0,0	(1,8)	(1,1)	9,9
Rischi contributivi	3,7	0,0	0,7	(0,0)	0,0	4,4
Franchigie assicurative	11,0	(3,4)	1,9	(0,0)	0,0	9,6
Altri rischi e oneri	39,0	(3,7)	12,4	(1,0)	(7,7)	38,9
Totale fondo rischi	120,5	(12,5)	43,1	(5,1)	(13,6)	132,5
Esodo e mobilità	11,4	(9,4)	4,1	0,0	(0,0)	6,1
Post mortem	72,4	(0,4)	0,0	0,0	1,3	73,3
Fondo oneri verso altri	19,9	(7,0)	8,2	(2,0)	3,1	22,2
Fondo oneri di ripristino	0,1	0,0	0,0	0,0	(0,1)	0,0
Totale fondo oneri	103,8	(16,8)	12,3	(2,0)	4,3	101,6
Totale fondo rischi e oneri	224,3	(29,3)	55,4	(7,1)	(9,2)	234,1

Le **altre attività non correnti** si incrementano di €333,0 milioni, principalmente in conseguenza: **i)** della riclassifica tra le attività destinate alla vendita degli *asset* relativi alle reti di distribuzione AT e alle cabine primarie oggetto di cessione a Terna (+€141,3 milioni) e degli *asset* rientranti nel perimetro del II Closing e della Pipeline dell'accordo con Equitix (in relazione a tre impianti connessi) per la prospettata cessione degli impianti fotovoltaici (+€21,7 milioni); **ii)** dell'incremento dei crediti per conguagli tariffari (+€82,4 milioni); **iii)** della riclassifica dei crediti d'imposta esigibili oltre l'esercizio successivo maturati a seguito di lavori di efficienza energetica, ceduti dai clienti ad Acea Innovation (+€105,3 milioni) e della riclassifica della quota a lungo termine dei crediti d'imposta maturati nel cassetto fiscale a seguito di interventi di efficientamento energetico e utilizzabili in compensazione dal 2026 da Acea Energia o da Acea (+€15,6 milioni); **iv)** la riclassifica a lungo termine delle polizze vita e di un fondo di investimento di Ecologica Sangro (+€16,0 milioni). Tale incremento è in parte mitigato dalla riduzione dei crediti

a lungo per *accounting* regolatorio (-€65,5 milioni) a seguito delle maggiori cessioni del credito effettuate rispetto al precedente esercizio. La variazione in aumento delle **altre passività non correnti** (+€275,6 milioni) è invece riferita in gran parte: **i)** ai maggiori contributi in conto impianti (+€167,3 milioni) per effetto degli incassi dei contributi ricevuti relativi ai progetti rientranti nel PNRR riferibili a GORI, Acea Ato2 e areti; **ii)** ad Acea Ato2 in relazione all'anticipazione (pari al 10%) a valere sui finanziamenti pubblici previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), derivanti dal Decreto Ministeriale n. 517 del 16 dicembre 2021 del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità sostenibile, che prevede interventi su sistemi di approvvigionamento a scopo idropotabile e/o irriguo volti ad ottimizzare e completare infrastrutture idriche per la derivazione, l'accumulo e l'adduzione della risorsa, con l'obiettivo di incrementare la resilienza ai cambiamenti climatici, migliorare la sicurezza del patrimonio infrastrutturale esistente e ridurre gli sprechi della risorsa idrica (+€103,5 milioni).

CIRCOLANTE NETTO

La variazione del circolante netto rispetto al 31 dicembre 2023 deriva dall'effetto combinato della diminuzione dei crediti correnti (-€185,6 milioni), dell'incremento dei debiti correnti (+€122,0

milioni), dell'incremento delle altre attività correnti (+€45,7 milioni), e dell'incremento delle altre passività correnti (+€50,9 milioni).

€ milioni	31/12/2024	31/12/2023	Variazione	Variazione %
Crediti correnti	1.027,6	1.213,2	(185,6)	(15,3%)
- di cui utenti/clienti	975,3	1.170,0	(194,7)	(16,6%)
- di cui Roma Capitale	22,2	21,0	1,2	5,7%
- di cui verso collegate	30,2	22,2	7,9	35,8%
Rimanenze	122,6	97,8	24,7	25,3%
Altre attività correnti	463,8	418,1	45,7	10,9%
Debiti correnti	(1.872,5)	(1.750,5)	(122,0)	7,0%
- di cui fornitori	(1.855,5)	(1.741,8)	(113,8)	6,5%
- di cui Roma Capitale	(14,0)	(4,9)	(9,1)	186,6%
- di cui verso collegate	(2,9)	(3,8)	0,9	(24,2%)
Altre passività correnti	(725,8)	(674,9)	(50,9)	7,5%
Circolante netto	(984,2)	(696,2)	(288,0)	41,4%

I **crediti verso utenti e clienti**, al netto del fondo svalutazione crediti, ammontano a €975,3 milioni in diminuzione rispetto al 31 dicembre 2023 (-€194,7 milioni), per effetto della riduzione rilevata nell'Area Commerciale (-€132,9 milioni) principalmente imputabile ad Acea Innovation in conseguenza dell'interruzione dei lavori per gli interventi di efficienza energetica e nell'Area Acqua "(-€92,4 milioni) compensata in parte dall'incremento in parte dall'incremento

dell'Area Reti e Illuminazione Pubblica (+€23,1 milioni) e dell'Area Ambiente (+€12,9 milioni).

Il fondo svalutazione crediti ammonta ad €626,0 milioni in riduzione di €2,1 milioni rispetto al 31 dicembre 2023 (era pari a €628,1 milioni). Nel corso del 2024 sono stati ceduti pro-soluto crediti per un ammontare complessivo pari a €1.393,7 milioni di cui €208,2 milioni verso la Pubblica Amministrazione.

RAPPORTI CON ROMA CAPITALE

In merito ai **rapporti con Roma Capitale** al 31 dicembre 2024 il saldo netto risulta a credito per il Gruppo per €22,3 milioni (il saldo era

a credito per €17,2 milioni al 31 dicembre 2023). Si rappresenta di seguito il dettaglio dei rapporti con Roma Capitale:

Crediti verso Roma Capitale

€ milioni	31/12/2024	31/12/2023	Variazione
Crediti per utenze	18,4	17,6	0,8
Fondi svalutazione	(1,7)	(1,8)	0,0
Totale crediti da utenza	16,6	15,8	0,8
Crediti per lavori e servizi idrici	3,8	3,8	0,0
Crediti per lavori e servizi da fatturare idrici	1,3	0,9	0,3
Fondi svalutazione	(2,4)	(2,2)	(0,3)
Crediti per lavori e servizi elettrici	2,5	4,5	(2,0)
Crediti lavori e servizi - da emettere	0,7	0,4	0,3
Fondi svalutazione	(0,3)	(0,3)	0,0
Totale crediti per lavori	5,6	7,2	(1,6)
Totale crediti commerciali	22,2	23,0	(0,8)
Crediti finanziari per Illuminazione Pubblica fatture emesse	155,8	139,1	16,7
Fondi svalutazione	(58,0)	(58,0)	0,0
Crediti finanziari per Illuminazione Pubblica fatture da emettere	46,2	46,9	(0,7)
Fondi svalutazione	(24,2)	(13,7)	(10,5)
Crediti finanziari M/L termine per Illuminazione Pubblica	0,4	1,6	(1,2)
Totale crediti Illuminazione Pubblica	120,2	115,9	4,3
Totale crediti	142,4	138,9	3,5



Debiti verso Roma Capitale

€ milioni	31/12/2024	31/12/2023	Variazione
Debiti per addizionali energia elettrica	(5,5)	(5,5)	(0,0)
Debiti per canone di concessione	(12,6)	0,0	(12,6)
Altri debiti	(5,7)	(8,3)	2,7
Debiti per dividendi	(96,3)	(107,9)	11,5
Totale debiti	(120,1)	(121,7)	1,6
Saldo netto credito debito	22,3	17,2	5,1

Per quanto riguarda i crediti, commerciali e finanziari, si rileva un incremento complessivo rispetto al precedente esercizio di €3,5 milioni dovuto alla maturazione del periodo ed agli incassi/compensazioni intercorsi nell'anno.

Di seguito si elencano le principali variazioni dell'esercizio:

- maturazione dei crediti di Acea Ato2 per somministrazione di acqua per €53,0 milioni;
- maturazione dei crediti riferiti al servizio di Illuminazione Pubblica per €38,8 milioni;
- incasso/compensazione di crediti per utenza di Acea Ato2 per €52,0 milioni;
- incasso/compensazione di crediti di Acea riferiti al servizio di Illuminazione Pubblica per €34,5 milioni;
- incassi/compensazioni per €2,2 milioni, relativi al credito iscritto verso Equitalia per la tassa di occupazione del suolo pubblico di areti per l'anno 2015 giusta sentenza del Tribunale di Roma che ha riconosciuto ed autorizzato tale operazione.

Per quanto riguarda i debiti si registra un decremento di €1,6 milioni rispetto al precedente esercizio, di seguito si riportano le principali variazioni:

- maggiori debiti per l'iscrizione dei dividendi azionari maturati per l'anno 2023 per €95,6 milioni;
- maggiori debiti per l'iscrizione del canone di concessione di Acea Ato2 del 2024 per €25,3 milioni;
- pagamento di dividendi azionari di Acea per complessivi €107,1 milioni di cui €82,3 milioni maturati per l'anno 2023;
- pagamento per compensazione del canone di concessione del 2024 di Acea Ato2 per €12,7 milioni;
- pagamento di Acea Ato2 relativo al "Protocollo di intesa della Tiburtina" inerente lavori di allargamento stradali per €1,5 milioni.

Si informa inoltre che nel corso dell'anno sono stati pagati debiti ricorrenti iscritti nel 2024: **i)** sia da parte di areti per Cosap e licenze di cavi stradali per complessivi €17,6 milioni; **ii)** che da parte di Acea Ato2 per dividendi per €3,0 milioni.

Si ricorda che nell'ambito delle attività necessarie al primo consolidamento del Gruppo Acea nel Bilancio 2018 di Roma Capitale, è stato avviato un tavolo di confronto al fine di riconciliare le partite creditorie e debitorie verso Roma Capitale. Le società del Gruppo principalmente interessate sono Acea e Acea Ato2. A valle di diversi incontri e corrispondenze, in data 22 febbraio 2019 il Dipartimento Tecnico del Comune (SIMU), incaricato della gestione dei contratti verso il Gruppo Acea, ha comunicato diverse contestazioni relative alle forniture sia di lavori sia di servizi per il periodo 2008-2018. Tali contestazioni sono state integralmente respinte dal Gruppo. Al fine di trovare una compiuta risoluzione delle divergenze, nel corso del 2019 è stato istituito un apposito Comitato Tecnico paritetico con il Gruppo Acea. A valle di numerosi incontri, in data 18 ottobre

2019, il Comitato Tecnico paritetico ha redatto un verbale di chiusura lavori dando evidenza delle risultanze emerse e proponendo un favorevole riavvio dell'ordinaria esecuzione dei reciproci obblighi intercorrenti tra il Gruppo Acea e Roma Capitale. Le parti, come primo adempimento successivo la chiusura dei lavori, si sono attivate nel dare esecuzione alle risultanze emerse dal tavolo di conciliazione ricominciando l'attività di reciproca liquidazione delle rispettive partite creditorie e debitorie.

Per il contratto di Illuminazione Pubblica, a fine 2020 si è palesata una posizione della AGCM circa la legittimità del contratto in essere tuttora fonte di verifiche, lavori e approfondimenti congiunti. Da tale provvedimento sono emerse, tra l'altro, verifiche anche in ordine alla congruità dei prezzi applicati. A febbraio 2021, a valle dei citati riscontri e lavori, Roma Capitale si è espressa nei termini di assoluta congruità e convenienza delle condizioni economiche in essere rispetto a parametri CONSIP. Pertanto, anche nel corso del 2021, nelle more della conclusione e definizione di tali aspetti, Acea ha regolarmente continuato a svolgere il servizio di Illuminazione Pubblica. Il servizio è stato quindi fatturato e in parte anche già pagato da Roma Capitale come si evince dai dati sotto riportati:

- nell'anno 2020 sono stati chiusi complessivamente nel Gruppo €33,3 milioni di crediti riferiti al verbale sopra citato;
- nel corso del 2021 è stato istituito un nuovo Tavolo Tecnico per l'Illuminazione Pubblica composto da Acea e Roma Capitale con l'intento di proseguire nella risoluzione di tematiche ostative alla liquidazione dei crediti. In esito a tali lavori Roma Capitale ha liquidato ad Acea crediti relativi all'Illuminazione Pubblica per €75,3 milioni tramite compensazioni;
- nel corso del 2022 è proseguita di fatto l'attività di riconciliazione con Roma Capitale che ha consentito la prosecuzione delle liquidazioni dei crediti di Acea sempre tramite compensazioni per complessivi €56,5 milioni di cui €27,6 milioni relativi a competenze di esercizi precedenti.

Si informa che in data 11 agosto 2022, la Giunta Capitolina con deliberazione n. 312 intitolata "Servizio di illuminazione pubblica ed artistica monumentale sull'intero territorio comunale - Concessionario: Acea SpA - Ricognizione del perimetro della situazione debitoria ed avvio delle procedure conseguenti" ha effettuato la ricognizione del perimetro di debito dell'Amministrazione nei confronti di Acea/areti riferito al servizio di Illuminazione Pubblica alla data del 31 dicembre 2021.

Tale deliberazione è stata pubblicata sul sito istituzionale di Roma Capitale in data 30 agosto 2022.

Nel corso del 2023, precisamente a settembre, il CdA di Acea, previo parere del Comitato OPC, ha approvato la proposta di un possibile Accordo Transattivo con Roma Capitale funzionale a disciplinare le reciproche posizioni e le modalità di risoluzione consensuale anticipata dei rapporti contrattuali fra le parti al servizio per

l'illuminazione pubblica erogato dalla Società e per essa dalla controllata areti SpA.

Si informa che specularmente anche Roma Capitale ha approvato lo schema di Accordo nell'Assemblea Capitolina a dicembre 2023. Quanto ai termini economici del possibile Accordo Transattivo, in sostanziale coerenza con la delibera della Giunta Capitolina n. 312 dell'11 agosto 2022, è previsto, ad esito di reciproche rinunzie delle parti, il riconoscimento di crediti vantati da Acea/areti nei confronti di Roma Capitale, dell'importo complessivo di circa €100,6 milioni.

Gli effetti economico-finanziari della transazione, all'esito della sottoscrizione non ancora perfezionata alla data di chiusura del bilancio 2024, non saranno significativi avendo la Società già aggiornato nei precedenti bilanci le proprie stime secondo i criteri previsti dalla normativa applicabile.

Risultano tuttora in corso tutte le attività amministrative propedeutiche alla finalizzazione della transazione. Si ricorda che nella transazione è ricompresa una pluralità di attività svolte, riferita alla conduzione in concessione del servizio di Illuminazione Pubblica nella capitale e dispiegatesi in un orizzonte temporale pluriennale, che trova una formalizzazione definitiva nell'accordo transattivo, con una puntuale ricostruzione amministrativa e con effetto tombale rispetto ai rapporti pregressi perimetrati in detto accordo, in grado di evitare rispetto agli stessi controversie e contestazioni.

I **debiti correnti** aumentano principalmente per effetto dell'incremento dello stock dei debiti verso fornitori (+€113,8 milioni). Tale effetto deriva in prevalenza dall'incremento registrato da Acea Ato2 (+€144,9 milioni), areti (+55,2 milioni), GORI (+€62,8 milioni) e Acea Ambiente (+€21,3 milioni) i quali riflettono le dinamiche del contesto operativo delle società, influenzato dall'andamento del mercato e dalle strategie poste in essere per ottimizzare il capitale circolante. Inoltre, tale variazione risulta parzialmente compensata anche dal decremento registrato in Acea Energia (-€89,3 milioni) in relazione a debiti relativi all'acquisto di energia elettrica e gas che risentono in prevalenza dell'effetto prezzo e ad Acea Innovation (-€56,8 milioni) per debiti verso imprese appaltatrici per i lavori di efficienza energetica e mobilità elettrica. L'impatto della variazione del perimetro di consolidamento sulla voce in oggetto è pari a -€46,8 milioni.

Le **altre attività e passività correnti** registrano un incremento di attività di €45,7 milioni e un incremento di passività di €50,9 milioni, rispetto all'esercizio precedente. In dettaglio le **altre attività** si incrementano in prevalenza per effetto **i)** dei maggiori crediti di GORI (+€63,1 milioni) vantati verso Enti per la concessione di contributi in conto impianti relativi ad opere finanziate, realizzate nel corso del 2024 ed Acea Ambiente (+€19,7 milioni) in relazione alla vendita della partecipazione nella società controllata Berg e ai crediti connessi ad anticipazioni relative alle attività per la predisposizione del "Piano di fattibilità tecnico economica" e alla fase di progettazione del termovalorizzatore di Roma (di seguito "WTE di Roma"); **ii)** dei maggiori crediti verso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (+€26,4 milioni), compensati in parte dai **iii)** minori crediti tributari di Acea Innovation (-€23,3 milioni) e di Acea Energia (-€19,5 milioni), e **iv)** dal decremento registrato negli "Strumenti derivati attivi su commodities" di Acea Energia (-€22,3 milioni) dovuto sia alla variazione della valutazione a *fair value* al termine dell'esercizio in esame sia alla variazione delle quantità coperte. Le **passività correnti** aumentano per effetto **i)** dell'incremento dei Debiti verso Cassa Conguaglio di areti e ASM Terni (+€41,3 milioni) in relazione alla variazione del quadro normativo relativo al bonus sociale e alla reintroduzione degli oneri generali di sistema; **ii)** per i maggiori debiti per Ires (+20,6 milioni); **iii)** e le maggiori passività derivanti dalle valutazioni degli "Strumenti derivati passivi su commodities" di Acea Energia (+€8,9 milioni). Tali variazioni risultano in parte compensate dai minori debiti per canoni di concessione (-€12,1 milioni) delle società idriche e dalla diminuzione degli "Altri debiti" di Acea Ambiente a seguito del pagamento dei debiti iscritti nel 2023 per l'integrazione del prezzo della partecipazione di Deco e del Polo Tecnologico ex Cirsu (-€10,4 milioni).

PATRIMONIO NETTO

Il Patrimonio netto ammonta ad €2.875,6 milioni. Le variazioni intervenute, pari a €52,5 milioni, sono analiticamente illustrate nell'apposita tabella e derivano essenzialmente dalla maturazione dell'utile 2024, dalla distribuzione dei dividendi e dalla variazione delle riserve di *cash flow hedge* e quelle formate con utili e perdite attuariali.



Indebitamento finanziario netto

L'**indebitamento** del Gruppo registra un incremento complessivo pari a €106,8 milioni, passando da €4.846,8 milioni della fine dell'esercizio 2023 a €4.953,6 milioni del 31 dicembre 2024. Il deconsolidamento di Acquedotto del Fiora ha contribuito positivamente per €61,6 milioni.

€ milioni	31/12/2024	31/12/2023	Variazione	Variazione %
A) Disponibilità liquide	513,5	359,4	154,1	42,9%
B) Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	0,0	0,0	0,0	n.s.
C) Altre attività finanziarie correnti	186,8	487,3	(300,4)	(61,7%)
D) Liquidità (A + B + C)	700,3	846,6	(146,4)	(17,3%)
E) Debito finanziario corrente	(155,7)	(176,1)	20,4	(11,6%)
F) Parte corrente del debito finanziario non corrente	(602,9)	(746,8)	143,9	(19,3%)
G) Indebitamento finanziario corrente (E + F)	(758,6)	(923,0)	164,3	(17,8%)
H) Indebitamento finanziario corrente netto (G + D)	(58,3)	(76,3)	18,0	(23,6%)
I) Debito finanziario non corrente	(4.895,3)	(4.770,4)	(124,8)	2,6%
J) Strumenti di debito	0,0	0,0	0,0	n.s.
K) Debiti commerciali e altri debiti non correnti	0,0	0,0	0,0	n.s.
L) Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)	(4.895,3)	(4.770,4)	(124,8)	2,6%
Totale indebitamento finanziario netto (H + L)	(4.953,6)	(4.846,8)	(106,8)	2,2%

L'**indebitamento finanziario non corrente** registra un incremento pari a €124,8 milioni rispetto alla fine dell'esercizio 2023. Tale variazione deriva dall'incremento dei debiti per finanziamenti a medio-lungo termine per €580,1 milioni in parte compensato dal decremento dei prestiti obbligazionari per €455,2 milioni, come riportato nella tabella che segue:

€ milioni	31/12/2024	31/12/2023	Variazione	Variazione %
Obbligazioni	3.484,0	3.939,2	(455,2)	(11,6%)
Finanziamenti a medio-lungo termine	1.332,8	752,7	580,1	77,1%
Debiti finanziari IFRS16	78,5	78,6	(0,1)	(0,1%)
Debito finanziario non corrente	4.895,3	4.770,4	124,8	2,6%

Le **obbligazioni** pari a €3.484,0 milioni al 31 dicembre 2024 registrano un decremento di complessivi €455,2 milioni, per l'effetto della riclassifica dalla posizione a lungo a quella a breve termine, pari ad €161,3 milioni, del prestito obbligazionario Private Placement, sottoscritto interamente da un singolo investitore (AFLAC) in scadenza a marzo 2025 e per €300,0 milioni del Green Bond 2021 con scadenza a settembre del 2025.

I **finanziamenti a medio-lungo termine** pari ad €1.332,8 milioni registrano un incremento complessivo di €580,1 milioni dovuto alla Corporate (+€723 milioni) compensato in parte da areti (-€29,0 milioni), GORI (-€11,0 milioni) e Servizio Idrico Integrato (-€4,2 milioni). La variazione della Corporate è dovuta in parte alle erogazioni del finanziamento di €435 milioni concesso dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI), i quali contribuiranno a migliorare la copertura e la qualità del servizio idrico integrato nel territorio gestito da Acea Ato2 e in parte alle erogazioni del finanziamento di €200 milioni concesso dalla BEI, garantito per il 70% da SACE e al

finanziamento di €120 milioni con Cassa Depositi e Prestiti (CDP), i quali sono finalizzati all'ammodernamento e all'estensione della rete elettrica nei comuni di Roma e Formello nel periodo compreso tra il 2024 e il 2027.

Il **fair value** degli strumenti derivati di copertura di GORI è positivo per €2,8 milioni (al 31 dicembre 2023 era positivo per €4,2 milioni); quello di Servizi Idrici Integrati è positivo per €0,6 milioni (al 31 dicembre 2023 era positivo per €1,0 milioni) e quello di Adistribuzione gas è positivo per €0,2 milioni. I **fair value** positivi sono esposti nelle "Attività finanziarie non correnti" e non sono considerati nel saldo dei finanziamenti correlati.

La **componente a breve termine** è negativa per €58,3 milioni e, rispetto alla fine dell'esercizio 2023 evidenzia un miglioramento pari ad €18,0 milioni. La variazione è da imputare, principalmente alla Capogruppo per €22,6 milioni, quest'ultima è generata da una riduzione di liquidità (-€127,0 milioni) da ricondurre alla riduzione

dei depositi a breve (-€280,0 milioni) compensati da maggiori depositi bancari e postali per €151,0 milioni e dall'incremento di €143,0 milioni, generati dalla riclassifica a breve termine del Private Placement (AFLAC) (+€162,0 milioni), del Green Bond 2021 con scadenza settembre del 2025 (+€300,0 milioni), come precedentemente esposto, compensati dal rimborso del prestito obbligazionario scaduto a luglio 2024 (-€607,0 milioni).

Si segnala che l'indebitamento finanziario comprende €96,3 milioni di debiti verso Roma Capitale per dividendi deliberati da distribuire e non comprende altri debiti per circa €7,8 milioni re-

lativi alle opzioni per l'acquisto di quote azionarie delle società già detenute.

Si informa che al 31 dicembre 2024, la Capogruppo dispone di linee *committed* per €700,0 milioni e linee *uncommitted* per €585,0 milioni. Per l'ottenimento di tali linee non sono state rilasciate garanzie. Si informa che i Rating assegnati ad Acea sul lungo termine dalle Agenzie di Rating internazionali sono i seguenti:

- Fitch "BBB+";
- Moody's "Baa2".



Contesto di riferimento

ANDAMENTO DEI MERCATI AZIONARI E DEL TITOLO ACEA

Nel corso del 2024, l'**economia internazionale** ha complessivamente confermato una notevole resilienza, con il GDP eurozona atteso espandersi di circa l'1% e quello US di circa il 3%, nonostante – anche dopo i tagli tassi avviati rispettivamente a giugno dalla BCE e a settembre dalla FED – le politiche monetarie delle principali banche centrali rimangono complessivamente restrittive. Tuttavia, proprio in funzione della resilienza dell'economia e delle recenti tensioni riemerse sulle *commodities* energetiche, la dinamica inflattiva – sebbene in decelerazione rispetto al 2023 – rimane ancora generalmente al di sopra, soprattutto in versione *core*, dei *target* delle banche centrali (3,2% la rilevazione del *core* CPI US di dicembre, e 2,7% quella eurozona), e questo riduce gli spazi per un ulteriore allentamento monetario nel corso del 2025.

Conseguentemente alla resilienza dell'economia, alla risalita, verso fine anno, dei prezzi delle *commodities* energetiche e all'esito delle elezioni presidenziali US, con l'affermazione di Trump che apre a politiche fiscali maggiormente espansive, i **rendimenti obbligazionari** hanno evidenziato un generale aumento nel corso del 2024, soprattutto quelli statunitensi (10y Treasury +69 bps, in area 4,6%). Diversamente, in funzione della minore dinamicità dell'economia e delle prospettive di introduzione di dazi doganali da parte della nuova Amministrazione US, i rendimenti tedeschi hanno mostrato un minor rialzo (+34 bps per il 10y Bund, a quota 2,4% circa). I rendimenti italiani hanno invece chiuso in generalizzato calo (10y BTP -17 bps, al 3,5%), beneficiando di una notevole contrazione degli *spreads* periferici indotta sia dalla citata resilienza dell'economia che dai tagli tassi avviati a giugno da parte della BCE.

In tale contesto, caratterizzato da aspettative di “*soft-landing*” e supportato dall'allentamento monetario avviato dalle principali banche centrali, l'**azionario globale** ha esteso i massimi storici. In termini rettificati per lo stacco e il reinvestimento dei dividendi (*Total Shareholder Return*), lo Euro Stoxx si è apprezzato del 10,2%, a fronte del +25,0% consuntivato dallo S&P 500, con il *benchmark* US che ha beneficiato dell'esposizione ad alcuni titoli del settore tecnologi-

co (Nvidia, in particolare, ha quasi triplicato le quotazioni), trainati dagli sviluppi legati all'intelligenza artificiale.

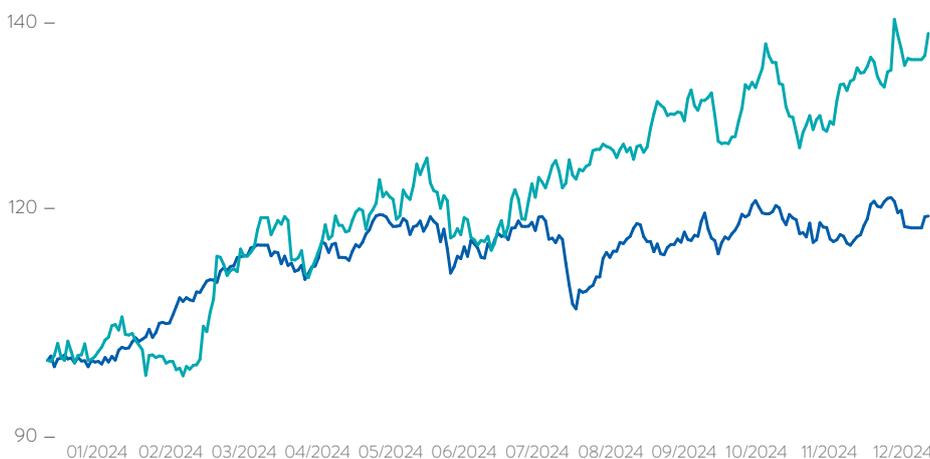
La **dinamica settoriale** dell'azionario eurozona ha riflesso la notevole resilienza dell'economia, in un contesto di rendimenti obbligazionari che si mantengono ai massimi da oltre 10 anni. Conseguentemente, con un rialzo del 32%, il comparto bancario è risultato fra *best performers*, mentre *bond-proxy* e difensivi si sono generalmente collocati dal lato opposto. Il settore *utilities*, in particolare, ha limitato i rialzi al 2,2%, risentendo non soltanto dell'evoluzione dei rendimenti obbligazionari, ma anche delle mutate prospettive relativamente allo sviluppo delle rinnovabili negli US a seguito dell'affermazione di Trump.

In termini invece di **indici nazionali**, l'Ibex 35 spagnolo e il FTSE Mib hanno sovraperformato l'indice generale eurozona con rialzi rispettivamente del 19,4% e del 18,9%, trainati dall'esposizione al settore bancario. Dal lato opposto il CAC 40 francese (invariato) ha risentito delle incertezze connesse al frammentato quadro politico emerso a seguito delle elezioni legislative di fine giugno/inizio luglio.

Acea ha ampiamente sovraperformato l'indice settoriale eurozona e il FTSE Mib, registrando un **rialzo del 42,9%**, essenzialmente indotto dall'aggiornamento del Piano Industriale, dal miglioramento dell'*outlook* da parte di Fitch da “negativo” a “stabile” e da solidi risultati dei nove mesi, con miglioramento della guidance annuale di EBITDA e rapporto D/EBITDA.

Il prezzo di chiusura di Acea al 30 dicembre 2024 (ultima seduta borsistica dell'anno) è stato pari a €18,68, corrispondente ad una capitalizzazione di Borsa di €3.979 milioni. I prezzi di chiusura giornalieri hanno oscillato fra un minimo registrato il 26 febbraio a €13,55 e un massimo di €18,92 registrato il 16 dicembre, con quest'ultimo che rappresenta il nuovo massimo storico rettificato per lo stacco e il reinvestimento dei dividendi.

Lato **valutario**, l'EUR/USD ha registrato una flessione del 6%, sviluppata pressoché interamente nel 4Q2024 a seguito dell'affermazione di Trump, con probabile adozione da parte degli US di politiche fiscali espansive e dazi doganali anche nei confronti delle importazioni dall'eurozona.



(Fonte Bloomberg, ribasato a 100 al 27/12/2024)

Andamento e variazioni in termini rettificati per lo stacco dei dividendi (Total Shareholder Return)

— ACEA — FTSE MIB

MERCATO ENERGETICO

Relativamente al bilancio elettrico nazionale, la domanda di energia elettrica nel 2024 è stata pari a 312 TWh (dato Terna), in aumento di +2% rispetto al 2023. Tuttavia, togliendo l'apporto del giorno in più a febbraio 2024, l'incremento del carico si riduce a +1,7%.

La produzione di energia, al netto degli autoconsumi e dei consumi da pompaggio (30,9 TWh, +6,2%), è stata pari a 230,1 TWh, in aumento di +2% rispetto al 2023, ed ha coperto il 74% del fabbisogno, mentre l'import ne ha soddisfatto una quota pari al 16% (51 TWh, -0,6%). Nonostante l'incremento di domanda, la fonte termoelettrica (123,6 GWh, -7,6%) è stata in parte scalzata dalle fonti rinnovabili rispetto al 2023, in particolare dal grande apporto idroelettrico (51,6 TWh, +31,2%) soprattutto nella prima metà dell'anno, che ha fatto registrare il record di produzione degli ultimi 10 anni. Anche la produzione fotovoltaica ha consuntivato un incremento rispetto al 2023 (27,6 TWh, +16,1%), mentre le fonti eolica (22 TWh) e geotermica (5,3 GWh) hanno mostrato una riduzione rispetto all'anno precedente (-5,8% e -1,5% rispettivamente).

Il PUN (Prezzo Unico Nazionale) nel 2024 ha consuntivato un valore medio di 108,52 €/MWh, in riduzione del -15% rispetto al 2023, tuttavia il solo quarto trimestre 2024 ha espresso un valore medio di 127,51 €/MWh, in aumento di +3% rispetto al quarto trimestre 2023 e +7% rispetto al terzo trimestre 2024. Sull'ultimo trimestre, infatti, i prezzi dell'energia elettrica hanno assorbito un importante rialzo delle quotazioni del gas, parallelamente a un maggior utilizzo della più costosa fonte di produzione termoelettrica, per far fronte a un incremento di domanda per effetto meteo e a una parziale flessione della fonte rinnovabile (soprattutto eolica).

Anche sulle altre Borse Europee si sono riscontrati importanti ribassi annuali rispetto al 2023, con la Francia e l'Area Scandinava a far registrare la riduzione maggiore (-40% e -36% rispettivamente), seguite dalla Spagna e dalla Germania (-28% e -18% rispettivamente).

Per quanto concerne il bilancio nazionale di gas naturale, il totale prelevato nel 2024 è stato pari a 61,7 Mld smc (dato Snam Rete Gas) in calo di -2% rispetto al 2023. Depurando il dato dall'effetto distortivo del giorno in più a febbraio 2024, il gap aumenta a -2,3%. In particolare, la distribuzione, comprensiva di residenziali e PMI, ha fatto registrare un consumo di 27,2 Mld smc (+2,3% rispetto a un anno fa), il comparto termoelettrico ha richiesto 20,9 Mld smc di

gas (-0,8%), il comparto industriale ha necessitato di 11,6 Mld smc di gas (+1,5%).

Gli stoccaggi si sono sempre mantenuti vicini ai massimi dello scorso anno (79% al 31 dicembre 2024 contro 81% al 31 dicembre 2023), con una erogazione tra primo e ultimo trimestre leggermente superiore (sono stati erogati 8,5 Mld smc, +6,5%) ed una iniezione in linea con il 2023 (sono stati iniettati 8,3 Mld smc, -0,3%).

Insieme alla domanda si confermano in discesa tutte le fonti di offerta: import da Gasdotti (44 Mld smc, -0,7%), import LNG (14,6 Mld smc, -9,9%) e produzione nazionale (2,8 Mld smc, -1,5%).

I prezzi del gas europeo hanno fatto registrare importanti rialzi nel corso del quarto trimestre per motivi geopolitici e non. Se da un lato, come già detto, le tensioni in Medio Oriente si sono acquisite, dall'altro l'attenzione è tornata prepotentemente sul fronte ucraino, con una serie di escalation militari tra Russia e Ucraina, che facevano il paio con la prospettiva sempre più concreta di uno stop definitivo dopo 50 anni al passaggio di gas russo tramite l'Ucraina, effettivamente realizzatasi allo scadere del 2024.

Sebbene questo non comporti un rischio imminente alla sicurezza del sistema gas europeo, l'equilibrio tra domanda e offerta si fa ancora più fragile, dovendo l'Europa aumentare la propria dipendenza dall'import LNG e contestualmente far fronte a possibili incrementi di domanda, come già avvenuto tra novembre e dicembre, quando temperature più rigide rispetto a quelle eccezionali degli ultimi due anni hanno portato ad un massiccio svuotamento degli stoccaggi europei (-14% di riempimento al 31 dicembre 2024 rispetto a un anno fa).

Il valor medio del TTF nel 2024 è stato pari a 36,32 c€/smc (-16% rispetto al 2023), con il solo quarto trimestre a esprimere una media di 45,33 c€/smc, in aumento di +6% rispetto al quarto trimestre 2023 e in aumento di +21% rispetto al terzo trimestre 2024. Il PSV ha consuntivato nel 2024 un valor medio di 38,46 c€/smc (-14% rispetto all'anno precedente) e di 47,11 c€/smc sul solo quarto trimestre 2024 (+9% rispetto al quarto trimestre 2023 e +16% rispetto al terzo trimestre 2023).

Il differenziale PSV-TTF nel corso del 2024 ha consuntivato in media +2,14 c€/smc, in aumento di +0,4 c€/smc rispetto al valore espresso mediamente nell'anno 2023.

TARIFE PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

L'anno 2024 rappresenta il primo anno del nuovo periodo regolatorio (ROSS) di durata pari ad otto anni (2024-2031) suddiviso in due sotto-periodi.

Le disposizioni normative sono articolate in quattro Testi Integrati: il "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT)" Allegato A alla delibera 616/2023/R/eel, "Il Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME)" Allegato B alla delibera 616/2023/R/eel, il "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" (TIC) Allegato C alla delibera 616/2023/R/eel, pubblicati il 29 dicembre 2023 e il "Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031 (TIROSS)" allegato alla delibera 163/2023/R/com pubblicata il 20 aprile 2023.

L'ARERA ha confermato, per il servizio di distribuzione, il disaccoppiamento della tariffa applicata ai clienti finali (c.d. tariffa obbliga-

toria) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi per ciascuna impresa (c.d. tariffa di riferimento).

In data 7 maggio 2024 l'ARERA ha comunicato a mezzo PEC la tariffa di riferimento provvisoria per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per l'anno 2024, successivamente approvata con delibera 206/2024/R/eel del 28 maggio 2024.

Le tariffe obbligatorie per l'anno 2025 sono state pubblicate con delibera 585/2024/R/eel per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici e non domestici.

Nel nuovo periodo regolatorio (2024-2027) trovano applicazione i criteri ROSS-base con riferimento alle attività di distribuzione e di misura, salvo che per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di smart metering 2G, i quali continueranno ad essere riconosciuti secondo quanto disposto dal PMS2.

Il costo riconosciuto ai fini tariffari comprende:

- (i) la remunerazione e gli ammortamenti degli investimenti realizzati fino alla data di cut-off (anno 2023);



- (ii) la quota fast money (opex);
- (iii) la quota slow money (RAB) sulla quale si calcolano la remunerazione del capitale investito e gli ammortamenti;
- (iv) i costi incomprimibili riconosciuti “on top” (quali ad esempio gli oneri tributari);
- (v) i maggiori recuperi di efficienza conseguiti nel precedente periodo regolatorio, lasciati alle imprese distributrici nei quattro anni successivi secondo quote decrescenti (50% primo anno, 37,5% secondo, 25% terzo e 12,5% quarto);
- (vi) i recuperi di efficienza conseguiti nel nuovo periodo regolatorio (determinati dal confronto tra la baseline dei costi operativi e i costi operativi effettivi di ciascun anno). Le efficienze del nuovo periodo regolatorio sono lasciate al DSO a seconda dello schema di incentivazione scelto (schema a basso potenziale SBP o schema ad alto potenziale SAP). La scelta del menu incentivante è effettuata ad inizio periodo regolatorio e resta valida per il periodo stesso.

I costi totali sostenuti dall'impresa sono divisi tra quota slow money e quota fast money sulla base di un tasso di capitalizzazione definito dall'ARERA per impresa.

L'ARERA, sulla base delle disposizioni ROSS, riconosce nell'anno t la remunerazione del capitale investito relativo ai cespiti entrati in esercizio nell'anno t-1 e la relativa quota di ammortamento. Si sottolinea che gli investimenti realizzati fino all'anno 2023 continueranno ad essere riconosciuti in continuità di criteri, pertanto l'ammortamento di tali cespiti continuerà ad essere riconosciuto con un lag di due anni.

Nel nuovo sotto-periodo l'ARERA dispone che le tariffe di riferimento sono definite congiuntamente per i servizi di distribuzione e di misura, sono espresse in euro per punto di prelievo servito, senza prevedere una differenziazione per tipologie contrattuali.

L'ARERA ha pubblicato la delibera 513/2024/R/com con la quale dispone l'aggiornamento dei parametri rilevanti ai fini della determinazione del tasso di remunerazione del capitale soggetti a revisione per il sub-periodo 2025-2027 ai sensi del TIWACC (Allegato A della deliberazione 614/2021/R/com), e del parametro beta asset, con riferimento ai servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, stabilendo per l'anno 2025, un tasso di remunerazione del capitale investito pari a 5,6% per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica. I contributi di connessione a forfait di ciascuna impresa ed i contributi incassati da Organismi comunitari (ad esempio i contributi da PNRR) continueranno ad essere detratti direttamente dal capitale investito dell'impresa considerandoli al pari di cespiti MT/BT. Tuttavia si sottolinea che, con delibera 617/2023/R/eel del 27 dicembre 2023, l'ARERA ha modificato l'incentivazione all'ottenimento dei contributi pubblici. La premialità è pari al 10% dei contributi pubblici (in luogo del precedente 8,6%) incassati nel corso dell'anno precedente e viene accertata e determinata annualmente dall'Autorità entro il 31 ottobre di ciascun anno dal 2025 al 2028. Le imprese distributrici sono tenute a comunicare l'elenco dei contributi pubblici incassati, entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello al quale si riferisce il contributo. Le premialità sono riconosciute in tre rate di uguale entità, salvo diversa e motivata disposizione dell'Autorità in sede di determinazione delle partite economiche, per ragioni di liquidità dei conti o impatto complessivo tariffario.

In data 29 novembre 2023 l'ARERA ha richiesto i dati necessari per la determinazione del tasso di capitalizzazione, della baseline dei costi operativi 2024, la presentazione dell'istanza relativa allo Z-factor e la scelta del menu incentivante (SBP vs SAP). In data 22 dicembre 2023 a mezzo PEC, areti ha inviato all'Autorità quanto richiesto, decidendo di non presentare l'istanza per l'attivazione dello Z-factor non essendo previsti costi incrementali nel 2024 legati

alla transizione energetica e scegliendo lo schema a basso potenziale (X-factor pari a zero e trattenimento delle efficienze pari al 100% il primo anno e al 50% nei tre anni successivi). Si evidenzia che l'istanza dello Z-factor ha validità annuale, è richiesta a preventivo e soggetta a verifica a consuntivo. È prevista altresì la possibilità di richiedere il riconoscimento del parametro Y-factor per eventi imprevedibili ed eccezionali e/o mutamenti del quadro normativo, attivabile ex-post per variazioni almeno pari allo 0,5% della quota fast-money dell'anno di riferimento.

L'aggiornamento della tariffa di riferimento di distribuzione e misura avviene sulla base della spesa totale effettiva di ciascun distributore (spesa operativa e spesa di capitale). Il criterio di aggiornamento prevede che:

- la baseline dei costi operativi (utilizzata come confronto con i costi effettivi per determinare la quota di efficienza conseguita nell'anno) sia aggiornata annualmente in base al tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati dall'anno t-1 all'anno t rilevato dall'Istat, secondo i criteri ROSS. La baseline dei costi operativi del 2024 è pari ai costi operativi effettivi (COE) 2022 opportunamente rivalutati per l'anno 2023 e 2024, sulla base dei tassi di inflazione pubblicati con la delibera 616/2023 rispettivamente pari a 6% e 1,9%;
- ai fini della rivalutazione delle immobilizzazioni nette relative a cespiti in esercizio, delle immobilizzazioni in corso e del valore netto dei contributi si considera il tasso di variazione del deflatore calcolato considerando la variazione della media dei quattro trimestri dell'anno t-1 rispetto ai quattro trimestri dell'anno t-2.

Relativamente all'attività di commercializzazione, l'ARERA conferma un'unica tariffa di riferimento che riflette sia i costi relativi alla gestione del servizio di rete sia i costi relativi alla commercializzazione (unica tariffa per impresa omnicomprensiva per il servizio di distribuzione e di commercializzazione).

Sul fronte della tariffa di trasmissione, l'ARERA ha confermato la tariffa binomia (potenza e consumo) per i clienti in alta tensione, e la struttura della tariffa di costo per il servizio di trasmissione verso Terna (CTR) introducendo un corrispettivo anch'esso binomio. La presenza delle due tariffe ha confermato il meccanismo di perequazione.

I meccanismi di perequazione generale dei costi e ricavi di distribuzione e misura per il vigente ciclo regolatorio si articolano in:

- perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e di misura;
- perequazione dei costi di trasmissione;
- perequazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard.

La perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione ha l'obiettivo di perequare il gettito derivante dal confronto tra i ricavi fatturati all'utenza attraverso la tariffa obbligatoria e i ricavi ammessi del distributore, calcolati attraverso la tariffa di riferimento dell'impresa. Per le imprese distributrici soggette ai criteri ROSS sono previsti meccanismi di acconto in relazione alla perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione ed in relazione alla perequazione dei costi di trasmissione.

Il meccanismo di acconti per la perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione è a partecipazione facoltativa, secondo modalità definite dalla Cassa. Gli acconti, con riferimento alla tariffa per l'anno t, sono fissati pari al 90% del valore dell'ammontare del saldo di perequazione stimato sulla base della tariffa di riferimento provvisoria dell'anno t e sono erogati in tre rate bimestrali a partire dalla fine del mese di giugno dell'anno t. Il saldo è previsto a 60 giorni dalla data di pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive.

Con la delibera 616/2023, come già definito nel precedente periodo, l'ARERA conferma che l'ammontare di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione è ridotto di un ammontare pari al 50% dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico, rilevati a consuntivo nell'anno n-2, qualora il predetto ricavo netto superi lo 0,5% del totale ricavo riconosciuto.

La perequazione dei costi di trasmissione ha l'obiettivo di rendere passante per il distributore il costo riconosciuto a Terna per il servizio di trasmissione (CTR) con quanto versato dai clienti finali attraverso la tariffa obbligatoria di trasmissione (TRAS). Il meccanismo di acconti per i costi del servizio di trasmissione è a partecipazione obbligatoria. Gli acconti, con riferimento alla tariffa per l'anno t, sono fissati pari al 80% del valore dell'ammontare di perequazione definito in relazione alla tariffa per l'anno t-1 e sono erogati, nell'anno t in sei rate bimestrali. Il saldo è previsto entro il 31 dicembre dell'anno t+1.

PERDITE DI RETE

L'Autorità ha pubblicato la delibera 117/2022/R/eel con la quale perfeziona la disciplina inerente alla regolazione delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione per il biennio 2022-2023, confermando la volontà anticipata nel DCO 602/2021/R/eel di prevedere un percorso di efficientamento delle perdite commerciali rendendolo però più cautelativo, con una riduzione del 4% sia per il 2022 che per il 2023 che porta le percentuali rispettivamente all':

- 1,77% nella zona Centro per il 2022;
- 1,72% nella zona Centro per il 2023.

Viene introdotto un meccanismo di controllo sul prezzo da utilizzare per la valorizzazione del delta perdite in ciascun anno del biennio e, per il solo 2022, prevede una clausola di garanzia a tutela delle imprese distributrici che riconosca una perequazione pari al massimo fra zero e il risultato che si otterrebbe utilizzando i fattori percentuali convenzionali di perdita applicati per il triennio 2019-2021, nel caso in cui il risultato economico complessivo pari alla differenza fra il saldo di perequazione e i ricavi ottenuti dalla regolazione tariffaria dell'energia reattiva di cui al comma 24.2 del TIT sia positivo (posizione netta debitoria).

L'Autorità estende inoltre il meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili" anche agli anni 2022 e 2023. Il fattore percentuale convenzionale di perdita standard da applicare all'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo sulle reti di bassa tensione è infine fissato, a decorrere dal 1° gennaio 2023, al 10%.

Con delibera 336/2023/R/eel l'Autorità ha dato avvio al procedimento per la riforma della disciplina del settlement elettrico e delle perdite di rete, a cui segue il documento per la consultazione 377/2023/R/eel che reca gli orientamenti dell'Autorità in materia di superamento della disciplina del load profiling e di modalità di approvvigionamento dell'energia "residuale", con scadenza per l'invio delle osservazioni prevista il 25 settembre 2023. Il documento per la consultazione prospetta il seguente scenario:

- entro il 31 luglio 2024 è prevista la definizione del quadro regolatorio della nuova disciplina del settlement e delle perdite di rete, attraverso il perseguimento dei seguenti obiettivi:
 - superamento dell'attuale meccanismo di load profiling e ridefinizione delle modalità di determinazione e approvvigionamento dell'energia "residuale";
 - unificazione dei dati di misura funzionali al settlement e regolazione delle perdite di rete e semplificazione degli obblighi informativi;

- revisione dell'attuale meccanismo di perequazione delle perdite nell'ottica di definire una disciplina più aderente alle reali performance delle singole imprese;
- tempestiva determinazione e valorizzazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento con la conseguente riduzione degli oneri finanziari in capo ai diversi attori del sistema e delle garanzie;
- entro il 31 dicembre 2025 è prevista la definizione delle tempistiche e le modalità di integrazione nel SII di quanto disposto dalla nuova disciplina.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 584/2023 con cui estende fino al 2024 la regolazione vigente nel 2023 ed in particolare:

- la disciplina della perequazione delle perdite di rete prevista ai sensi del TIV per il biennio 2022-2023;
- i fattori convenzionali di perdita ai fini perequativi stabiliti nel TIV per l'anno 2023;
- i fattori convenzionali di perdita applicati per l'anno 2023 all'energia elettrica immessa e prelevata ai sensi del TIS.

Con specifico riferimento alle situazioni marginali, il meccanismo di reintegrazione di tali perdite viene confermato nel 2024 prevedendo la presentazione dell'istanza a maggio 2025 con riferimento al triennio 2022-2024.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 535/24 con cui modifica/integra la vigente disciplina del load profiling e delle perdite di rete per garantire la corretta applicazione della regolazione vigente anche per l'anno 2025 nelle more dell'applicazione della nuova disciplina con decorrenza 2026.

CONTINUITÀ DEL SERVIZIO

Con il Testo Integrato della regolazione output-based in vigore dal 1° gennaio 2020, l'Autorità ha introdotto la possibilità per i DSO di presentare esperimenti regolatori per il miglioramento della qualità del servizio in ambiti particolarmente critici. Peculiarità di tali esperimenti è la sospensione delle penali per il periodo di sperimentazione e la loro mancata applicazione retroattiva in caso di raggiungimento dei livelli obiettivo degli indicatori di numero e di durata delle interruzioni senza preavviso, fissati dalla normativa vigente.

In tale contesto, areti ha presentato la propria proposta, declinando un percorso di miglioramento degli indicatori di qualità tecnica differente da quello definito dalla regolazione ordinaria. Tale proposta è stata approvata dall'Autorità con determina 20/2020 del 20 novembre 2020. Il provvedimento ha rimandato al 2024 il calcolo dei premi e delle penali per l'intero quadriennio 2020-2023 e prevede l'attivazione di un meccanismo di premialità aggiuntivo in caso di raggiungimento del target proposto al 2023 e di conseguimento di livelli annuali effettivi migliori rispetto a quelli proposti nella sperimentazione. Il premio complessivamente ottenuto non può essere maggiore di quello conseguibile a regolazione ordinaria e in caso di mancato raggiungimento dell'impegno di miglioramento indicato, areti dovrà versare le eventuali penali che avrebbe conseguito nel quadriennio, in assenza della deroga.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 485/2023 con cui definisce premi e penalità relativi alla continuità del servizio per l'anno 2022. areti non compare nella lista in quanto è in esperimento regolatorio ed è stata pertanto valutata nel 2024 al termine del quadriennio di sperimentazione 2020-2023.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 588/2024, contenente la determinazione delle partite economiche relative agli esperimenti rego-



latori in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per il periodo 2020-2023, secondo la quale areti al 31 dicembre 2024, a causa del mancato raggiungimento dei livelli obiettivo, risulta tenuta al pagamento di una penale nella misura di 6,4 milioni euro. Nel mese di gennaio 2025 tale penale è stata interamente pagata.

L'Autorità ha pubblicato la determina 2/2024 - DINE con cui ha approvato le istruzioni tecniche per la registrazione e documentazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027.

PIANO DI SVILUPPO E RESILIENZA

Nel Piano di sviluppo i distributori sono tenuti a prevedere una apposita sezione contenente il piano di resilienza, che include gli interventi di rete finalizzati ad incrementare la resilienza del sistema elettrico a seguito di eventi meteorologici severi e persistenti.

È stato approvato con delibera 500/2020/R/eel il Piano di Resilienza 2020-2022, inclusivo della consuntivazione degli interventi conclusi nel 2019: per tali interventi con delibera 563/2020/R/eel è stato riconosciuto alla Società il premio di circa €3,1 milioni.

Con delibera 536/2021 l'Autorità ha approvato il piano 2021-2023 e con delibera 537/2021/R/eel sono stati determinati i premi e le penalità relativi agli interventi di incremento della resilienza della rete di distribuzione dell'energia elettrica conclusi nel 2020 (per areti l'importo della premialità di resilienza 2020 è pari a €5,3 milioni che CSEA ha versato alla Società a fine 2021).

L'Autorità ha pubblicato la delibera 121/2022/R/eel che prevede un nuovo processo per la predisposizione dei piani di sviluppo. In particolare, ha sospeso, per l'anno 2022, la scadenza del 30 giugno prevista per la predisposizione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione, nelle more della successiva definizione delle tempistiche più opportune, per tenere conto delle nuove disposizioni introdotte dall'art. 23, comma 5, del Decreto Legislativo 210/21 e per consentire che la preparazione dei piani tenga opportunamente conto delle informazioni di scenario che rese disponibili da Snam e Terna entro il 31 luglio 2022. Resta confermata la scadenza del 30 giugno per l'invio del Piano di Resilienza aggiornato ai sensi dell'art. 78.3 del TIQE.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 722/2022/R/eel con cui stabilisce i premi relativi agli interventi di incremento della resilienza della rete di distribuzione dell'energia elettrica conclusi nel 2021, che per areti ammontano a €8.588.073,13 (incassati da areti in data 13/01/2023).

I distributori con almeno 100.000 punti di prelievo presentano con cadenza annuale, entro il 30 giugno, il Piano di Sviluppo della rete. Dopo la sospensione di tale adempimento per l'anno 2022, l'Autorità ha maturato l'idea di una evoluzione dei contenuti dei PdS, anche in recepimento degli orientamenti comunitari in materia di promozione dell'energia da fonti rinnovabili, pertanto, ha pubblicato il documento per la consultazione 173/2023/R/eel che illustra gli orientamenti per l'identificazione di priorità e indicatori di performance per uno sviluppo maggiormente selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica e per la progressiva introduzione di disposizioni per la consultazione e la predisposizione dei Piani di Sviluppo delle reti di distribuzione.

Con il DCO 173/2023, nel posticipare la scadenza di presentazione dei Piani di Sviluppo, l'Autorità ha proposto ai distributori nuovi contenuti e metodologie per la redazione dei Piani 2023.

Successivamente l'Autorità ha pubblicato la delibera 296/2023 con cui ha definito le tempistiche per l'elaborazione e la consulta-

zione pubblica dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione nonché introdurre alcuni primi requisiti per la loro preparazione, nelle more di ulteriori disposizioni. In particolare, i distributori con almeno 100.000 clienti finali sono tenuti a presentare all'Autorità lo schema del Piano di Sviluppo 2023 entro il 30 settembre 2023 e contestualmente avviare la consultazione pubblica della durata di almeno 30 giorni, come fatto da areti in data 2 settembre 2023 con pubblicazione del documento sul proprio sito internet. In esito alla consultazione, ciascuna impresa distributrice presenta il proprio Piano di Sviluppo all'Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso della consultazione, entro il 30 novembre 2023, unitamente alle osservazioni ricevute e alle proprie controservazioni, con indicazioni delle modifiche apportate. A partire dall'anno 2025 ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali presenta lo schema del proprio Piano di Sviluppo all'Autorità entro il 31 marzo di ogni anno dispari, contestualmente avvia una consultazione pubblica sullo schema del proprio Piano di Sviluppo, della durata di almeno 42 giorni. In esito alla consultazione, presenta il proprio Piano di Sviluppo all'Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso della consultazione, entro il 30 giugno di ogni anno dispari, unitamente alle osservazioni ricevute e alle proprie contro-osservazioni, con indicazioni delle modifiche apportate.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 422/2023 con cui stabilisce i premi relativi agli interventi di incremento della resilienza della rete di distribuzione dell'energia elettrica conclusi nel 2022. L'importo del premio netto di resilienza 2022 pari a €5.635.481,55 è stato versato da CSEA ad areti in data 13 novembre 2023.

Con delibera 617/2023, che segue il DCO 173/2023, l'Autorità ha adottato il testo integrato della regolazione output-based del servizio di distribuzione dell'energia elettrica 2024-2027 (TIQD) e la regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura (TIQC 2024), stabilendo inoltre il nuovo meccanismo di premialità per benefici associati agli interventi di sviluppo della rete, che prevede:

- nuovo meccanismo di incentivazione solo premiante: per l'anno 2024, su istanza dell'impresa distributrice da presentare entro il 28 febbraio 2024, con limite all'ammontare di investimenti ammissibili pari al 15% della spesa di investimento prevista per l'anno 2024 nel piano di sviluppo dell'anno 2023 (sono esclusi dal meccanismo gli interventi già inseriti nel meccanismo premiale della resilienza); la premialità prevista è pari a due annualità di beneficio (lordo) atteso, per il periodo 2025-2027; per l'anno 2025, su istanza dell'impresa distributrice da presentare entro il 30 giugno 2025, con eventuali limiti alla spesa di investimento attesa ammissibile ancora da fissare;
- consuntivazione entro il 31 marzo di ciascun anno a partire dal 2026 con riferimento al 31 dicembre dell'anno precedente (negli anni dispari la rendicontazione è effettuata in sede di trasmissione dello schema di piano di sviluppo precedente la relativa consultazione pubblica) con determinazione delle premialità da parte dell'Autorità entro il 30 settembre, eventualmente in più rate annuali fino a un massimo di tre rate;
- estensione delle categorie di beneficio eleggibili a premialità, con alcune disposizioni di prima applicazione, ferme restando che ci possano essere ulteriori evoluzioni sia delle caratteristiche del futuro meccanismo incentivante, sia metodologiche in esito a interlocuzioni con le imprese distributrici.

L'Autorità, facendo seguito alla consultazione 239/2024/R/com avente ad oggetto gli orientamenti circa i requisiti minimi per l'elaborazione dei Piani di Sviluppo della trasmissione, trasporto e distribuzione di energia elettrica e per la definizione di ipotesi di scenario

per i piani di sviluppo delle reti di distribuzione, ha pubblicato la delibera 392/2024/R/eel relativa alle Disposizioni in materia di scenari dei Piani di sviluppo delle reti energetiche. Le novità più significative introdotte con il provvedimento riguardano: una nuova scadenza per le edizioni dei documenti di descrizione degli scenari; una nuova attività di raccolta di informazioni da parte degli utenti attuali e potenziali delle reti; un processo per una discussione di lunghissimo termine sull'evoluzione del sistema energetico.

PROGETTO “CONTATORI DIGITALI 2G”

Con riferimento al PMS2 di areti, l'ARERA ha approvato con delibera 293/2020/R/eel, fissando la data di avvio del PMS2 di areti al 1° gennaio 2020 e ammettendo gli investimenti relativi al sistema di smart metering 2G di areti al regime specifico di riconoscimento dei costi di capitale, a partire dalla medesima data. Il recente contesto mondiale che riflette le criticità legate all'emergenza pandemica nonché alla guerra in Ucraina, è tale da non garantire continuità nelle forniture necessarie al rispetto delle previsioni di piano. Per tale motivo, con PEC del 15 giugno 2022 areti ha evidenziato all'Autorità alcune criticità derivanti dallo shortage dei misuratori 2G che determina un rallentamento nell'esecuzione del piano di sostituzione massiva e l'assenza di una prospettiva chiara circa il numero di misuratori 2G che il fornitore è in grado di garantire nonché di un set informativo utile alla revisione del PMS2 ai sensi all'art. 6.2 della delibera 306/2019.

Con la delibera **601/2022/R/eel** l'Autorità ha introdotto modifiche transitorie alle disposizioni in materia di messa in servizio dei misuratori 2G di energia elettrica in BT definite con la delibera 306/2019/R/eel nonché alcune disposizioni in materia di informazione ai clienti finali previste dalla deliberazione 105/2021/R/eel. Gli aspetti più rilevanti di tale provvedimento sono la sospensione per l'anno 2022 delle penalità per ritardi rispetto alle previsioni di messa in servizio e per mancato rispetto dei livelli attesi di performance e la sterilizzazione degli effetti derivanti dalle quantità di misuratori 2G dell'anno 2022 previste ed effettive, dal calcolo della percentuale di avanzamento del piano, ai fini delle verifiche di avanzamento cumulato previsto dal PMS2 negli anni successivi.

L'Autorità ha pubblicato infine la delibera **724/22** che aggiorna le Direttive 2G per il triennio 2023-2025 prevedendo, in particolare, l'estensione a 4 anni del periodo di monitoraggio delle performance dei sistemi di smart metering 2G, con l'attivazione delle penalizzazioni solo a partire dal 1° gennaio del quinto anno di PMS2. Il medesimo provvedimento introduce inoltre un meccanismo premiante in caso di superamento del 105% del numero cumulato di misuratori 2G in sostituzione di misuratori 1G o elettromeccanici, da applicare qualora tale accelerazione sia realizzata in presenza di contributi pubblici di qualunque natura.

Nel mese di marzo 2023 areti ha ricevuto la Comunicazione Risultanze Istruttorie da parte dell'Autorità che riguarda la consuntivazione della spesa di capitale sostenuta nell'anno 2021 per investimenti in sistemi di smart metering 2G (sistemi centrali e concentratori + misuratori). Tali importi concorrono alla determinazione della tariffa di riferimento di misura definitiva per l'anno 2022.

SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA PER LA SUCCESSIVA IMMISSIONE IN RETE

L'Autorità ha pubblicato la delibera 109/2021/R/eel – che fa seguito al documento di consultazione 345/2019 – con la quale definisce le modalità di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento nel caso dell'energia elettrica prelevata per i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione e nel caso dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo. L'obiettivo prioritario del provvedimento è quello di uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete ed estendere la predetta regolazione ai casi, più complessi, in cui i prelievi di energia elettrica per il tramite del medesimo punto di connessione non siano destinati solo ai sistemi di accumulo e/o ai servizi ausiliari di generazione, ma anche a ulteriori carichi distinti da essi. La delibera ha stabilito che dal 1° gennaio 2022, su istanza del produttore, l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete sia trattata come energia elettrica immessa negativa ai fini dell'accesso ai servizi di trasporto, distribuzione e dispacciamento.

L'ARERA ha pubblicato la delibera 560/2021/R/eel con la quale ha posticipato al 1° gennaio 2023, anziché al 1° gennaio 2022, l'applicazione della disciplina dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per gli accumuli elettrochimici di cui alla delibera 109/2021/R/eel, previa presentazione di apposita istanza da parte del produttore o dal soggetto richiedente la connessione al gestore della rete secondo il modello previsto dalla determina DMEA 5/2022.

L'Autorità ha pubblicato la delibera 472/22 con cui integra la regolazione introdotta dalla delibera 109/21 in materia di servizi ausiliari e sistemi di accumulo, definendo i propri orientamenti in materia di:

- determinazione delle penali nel caso di superamento del valore del 110% della potenza dichiarata nella perizia asseverata per i servizi ausiliari e/o per i sistemi di accumulo;
- rideterminazione della durata dell'intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete attraverso un coefficiente di partizione;
- definizione della procedura per la sostituzione delle apparecchiature di misura ai fini della rilevazione oraria dei dati di misura dell'energia elettrica.

L'Autorità ha pubblicato la delibera **142/2023/R/eel** che aggiorna il TIS e il TIME affinché i venditori, da un lato, e le imprese distributrici e Terna, dall'altro, possano correttamente valorizzare l'energia elettrica prelevata dalle configurazioni impiantistiche che accedono alla nuova disciplina introdotta con la deliberazione 109/2021/R/eel. A tal fine con la presente delibera l'Autorità ha disciplinato le modalità di trasmissione dei dati relativi all'energia elettrica prelevata per l'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione e dell'energia elettrica prelevata e a successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo e l'energia prelevata netta.

Con delibera **596/2023/R/eel** l'Autorità, considerando le criticità riscontrate al fine di completare la procedura per l'accesso alla disciplina prevista dalla deliberazione 109/2021/R/eel (con particolare riferimento alle attività correlate alla registrazione nell'anagrafica GAUDI e all'abilitazione delle UP e/o UPSA), ha disposto:

- a. la proroga di un anno (fino a fine 2024) della disciplina regolatoria attualmente prevista dall'articolo 16 del TIT 2020-2023;
- b. la costituzione presso Terna di un tavolo tecnico, convocato con



frequenza almeno mensile, a cui partecipano gli stakeholder interessati, al fine di discutere le criticità operative;

- c. l'invio da parte di Terna di report mensili ad ARERA per rendicontare quanto emerso dal tavolo tecnico e le soluzioni individuate, nonché in merito allo stato di aggiornamento del sistema GAUDI e, a livello aggregato, allo stato di avanzamento delle pratiche presentate dagli operatori.

Con delibera 585/2024/R/eel l'Autorità integra e modifica la delibera 109/2021 definendo maggiormente le modalità di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento nel caso dell'energia elettrica prelevata per i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione e nel caso dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo.

AUTOCONSUMO COLLETTIVO E COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE

Con delibera del 30 gennaio 2024, l'Autorità ha pubblicato un provvedimento che modifica il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) e verifica positivamente le Regole Tecniche per il servizio per l'autoconsumo diffuso predisposte dal Gestore dei Servizi Energetici SpA (GSE).

MOBILITÀ ELETTRICA

Con la delibera **541/2020/R/eel**, integrata dalla delibera 160/2021/R/eel, l'Autorità ha avviato una sperimentazione nazionale rivolta ai clienti BT, finalizzata a facilitare l'installazione di ricariche *e-car* in ambito privato.

L'adesione è volontaria e gratuita e l'accesso è subordinato al rispetto di alcune condizioni:

- deve trattarsi di un cliente BT con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 4,5 kW e non inferiore a 2 kW;
- il POD deve essere dotato di misuratore telegestito 1G o 2G. In questo secondo caso, le fasce multiorarie eventualmente imposte dal venditore devono consentire l'identificazione dei prelievi effettuati in fascia notturna e festiva;
- al misuratore deve essere elettricamente connesso un dispositivo di ricarica almeno in grado di:
 - misurare e registrare la potenza attiva di ricarica e trasmettere tale dato ad un soggetto esterno (es. un aggregatore);
 - ridurre/incrementare o ripristinare la potenza massima di ricarica;
- il cliente deve fornire il proprio consenso a verifiche e controlli anche presso la propria abitazione ed è tenuto a comunicare tempestivamente ogni variazione impiantistica o contrattuale intervenuta durante la sperimentazione.

L'applicazione della sperimentazione, inizialmente prevista dal 1° luglio 2020 al 31 dicembre 2023, è stata prorogata al 31 dicembre 2024 con delibera **634/2023/R/eel**, che rappresenta un primo esito della consultazione 540/2023/R/eel. La delibera dispone tre interventi ritenuti urgenti in tema di mobilità elettrica: una revisione graduale della disciplina BTVE dal 2025, la conferma a proseguire con della sperimentazione 541/2020 e costituire tavoli tecnici.

Con determina 2/2024 ARERA ha inteso coordinare le attività legate ai temi della decarbonizzazione dei consumi/mobilità elettrica e allo sviluppo della filiera dell'idrogeno e dei gas rinnovabili. In particolare, ARERA ha previsto che vengano svolte, con riguardo ai temi della decarbonizzazione dei consumi/mobilità elettrica, le seguenti attività:

- istituzione di Focus group per la mobilità elettrica previsti dalla deliberazione 634/2023/R/eel;
- anche avvalendosi della collaborazione di centri di ricerca esterni all'Autorità, raccolta ed analisi dei dati utili per aggiornare e/o integrare le ricognizioni già avviate in merito all'evoluzione delle tecnologie e dei mercati di rilievo nel settore della mobilità elettrica;
- partecipazione a tavoli tecnici eventualmente costituiti da altre Pubbliche Amministrazioni afferenti ai temi della mobilità elettrica;
- supporto per la predisposizione degli schemi di provvedimenti previsti dalla deliberazione 634/2023/R/eel;
- predisposizione di schemi di rapporti, quali quelli richiesti dal Regolamento AFIR;
- presentazione di una sintetica relazione semestrale dell'attività svolta al Direttore di divisione.

Con la delibera **352/2021/R/eel** l'Autorità ha avviato una sperimentazione delle soluzioni regolatorie più appropriate per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali predisposti dai gestori della distribuzione e per la relativa remunerazione. La sperimentazione tiene conto delle definizioni e dei principi generali già presenti nel quadro normativo europeo e serve anche al fine di raccogliere informazioni utili per possibili contributi al dibattito europeo. In tale contesto regolatorio, areti ha sviluppato il progetto RomeFlex (Reshaping Operational Methods to run grid FLEXibility) che consente di realizzare un Mercato della flessibilità locale su alcune aree del territorio della città di Roma. A tal fine, in data 22 dicembre 2022, areti ha avviato la consultazione pubblica (scadenza 31 gennaio 2023) dello Schema di Regolamento secondo cui sarà condotta la proposta progettuale RomeFlex. Con la delibera 372/2023/R/eel l'Autorità ha approvato il progetto pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali proposto dalla società areti per l'anno 2024, nell'ambito del percorso disciplinato dalla deliberazione 352/2021/R/eel, nonché la documentazione proposta dal GME e necessaria allo scopo.

Con delibera **420/2023** l'Autorità ha approvato i corrispettivi proposti dal GME, di cui all'art. 7 del Regolamento del Mercato Locale della Flessibilità approvato con deliberazione 372/2023/R/eel. Il GME continuerà a svolgere il ruolo di controparte centrale nei mercati elettrici ivi incluso quello della flessibilità locale. I valori approvati sono stati fissati in modo da incentivare la partecipazione degli operatori e la crescita della liquidità sul MLF nelle sue fasi iniziali (prima fase di selezione di risorse in cui sarà operativo solo il mercato a termine corrispondente al periodo gennaio-aprile 2024). L'Autorità ha pubblicato la delibera **121/2024/R/eel** con la quale ha approvato le modifiche richieste al progetto RomeFlex ossia l'introduzione del mercato a pronti e rimodulazione della remunerazione dei servizi tra capacità e energia. Con la delibera 121/2024 l'Autorità ribadisce il budget areti 2024 pari a €5 milioni per servizi ai BSP, specificando che: "...i corrispettivi corrisposti da areti al GME per le transazioni effettuate sul MLF siano inseriti tra i costi per la remunerazione delle risorse di flessibilità posti a carico, ai sensi della deliberazione 372/2023/R/eel, del Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera l), del TIRPI".

IL MERCATO DEL WASTE MANAGEMENT

Il contesto di mercato in ambito Waste Management, data l'attuale situazione di produzione e capacità di trattamento dei rifiuti nelle aree di tradizionale operatività del Gruppo Acea e in quelle limitrofe, evidenzia una "domanda potenziale" (smaltimento in discarica, termovalorizzazione, compostaggio e produzione di biogas, tratta-

mento di fanghi e rifiuti liquidi, riciclaggio di materiali misti e produzione di Materie Prime Seconde) elevata. Questa è favorita da un quadro regolatorio nazionale che prevede forme incentivanti e dal supporto normativo delle direttive europee in tema di recupero di materia e di energia, oltre che dall'implementazione delle indicazioni politiche dell'Unione Europea sull'economia circolare (*closing the loop*), in corso di implementazione sul territorio nazionale in virtù di una legge delega che ha attribuito al Governo l'obbligo di aggiornamento della normativa ambientale adeguandola ai nuovi standard comunitari.

Si evidenziano, pertanto, opportunità di sviluppo del settore, agevolate anche dalla disponibilità di nuove tecnologie (ad esempio nel compostaggio) e da possibili forme di integrazione industriali con altri operatori.

Infine, l'ampliamento delle potenzialità di smaltimento/recupero dei fanghi da depurazione – nell'ambito dei servizi ambientali a valore aggiunto (trattamento fanghi, compost) – potrebbe portare al completamento dell'integrazione con il business Idrico, in vista di una completa gestione in house dell'intera filiera.

REGOLAZIONE IDRICA

Con la delibera **639/2023/R/idr** del 28 dicembre 2023, l'Autorità definisce il Metodo Tariffario Idrico per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (c.d. MTI-4). L'adozione del MTI-4 avviene nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 64/2023/R/idr (che ha indicato altresì il valore del costo medio di settore della fornitura elettrica per l'anno 2022, pari a 0,2855 €/kWh) e seguito da due consultazioni (DCO 442/2023/R/idr e DCO 543/2023/R/idr). Con comunicato del 12 marzo 2024, ARERA ha inoltre stabilito il costo medio di settore della fornitura elettrica relativo al 2023, pari a 0,2436 €/kWh. Anche per MTI-4, l'Autorità, con l'obiettivo di garantire stabilità e continuità del quadro regolatorio vigente, conferma l'approccio metodologico adottato nei precedenti periodi regolatori. Si riportano di seguito le tematiche di maggiore rilievo del nuovo metodo:

- allungamento della durata del periodo regolatorio da quattro a sei anni con due aggiornamenti biennali delle predisposizioni tariffarie (entro il 30 aprile 2026 ed il 30 aprile 2028) ed eventuale revisione infra-periodo su istanza motivata dell'Ente di Governo dell'Ambito (EGA) per circostanze straordinarie;
- aggiornamento dei parametri sottostanti la matrice di schemi regolatori con conseguente incremento dei valori massimi ammissibili (da attribuire primariamente all'inflazione) compresi tra il 5,95% (Schema II pari precedentemente a 3,7%) e 9,95% (Schema VI pari precedentemente a 8,5%);
- oneri finanziari e fiscali del Gestore del servizio idrico integrato: l'Autorità conferma un sostanziale allineamento ai valori degli altri settori regolati, definendo un valore complessivo di 6,13% (4,8% in MTI-3);
- costi per l'energia elettrica: il riconoscimento in tariffa del costo per l'acquisto di energia elettrica sostenuto nell'anno (a-2) valorizza anche l'autoproduzione e gli sforzi del gestore per il contenimento dei consumi a parità di condizioni impiantistiche e di perimetro; tale valore è da considerarsi come tetto massimo essendo comunque possibile quantificare un valore inferiore, al fine di anticipare almeno in parte gli effetti del possibile trend di diminuzione del costo dell'energia elettrica. In sede di conguaglio, il Metodo prevede (tranne che per gli anni 2024 e 2025 in cui è confermato il meccanismo basato sul "costo medio di settore") un benchmark di riferimento relativo ad un mix teorico di acquisto (per il 2026: 70% a prezzo variabile e 30% a fisso;

per gli anni successivi è previsto un eventuale aggiornamento dei pesi). MTI-4 prevede una franchigia del 15% in aggiunta a tale benchmark (superato tale valore eventuali costi aggiuntivi rimangono in capo al gestore), mentre eventuali efficienze di costo sono ripartite tra gestore e sistema (sharing del 50%). Nei conguagli (componente RCaltro relativa al recupero degli scostamenti tra vincolo ai ricavi ed esborsi sostenuti) trovano copertura – condizionata – gli importi relativi al pieno recupero dei costi di energia elettrica sostenuti nel 2022;

- conguagli: nel confermare, in linea con i periodi regolatori precedenti, la possibilità che gli EGA e gli altri soggetti competenti presentino istanza per il superamento del limite tariffario, l'Autorità puntualizza che tale scelta può essere motivata anche dalla necessità di recuperare i conguagli riferiti a pregresse annualità e già approvati dal medesimo soggetto competente o dall'Autorità, allo scopo di sostenere la realizzazione delle infrastrutture necessarie. Nell'approvazione dell'istanza, l'ARERA conduce una specifica istruttoria volta ad accertare, oltre alla validità dei dati forniti e all'efficienza del servizio di misura, la congruità tra l'entità dei conguagli pregressi ammessi a recupero e il fabbisogno di risorse richiesto per la realizzazione delle infrastrutture necessarie. Al fine di contenere l'entità dei costi ammissibili rinviati a periodi futuri, la possibilità di recupero dei conguagli nelle annualità successive al 2029 è, di norma, limitata ai soli casi in cui tale differimento sia motivato dalla necessità di rispettare il previsto limite di crescita annuale al moltiplicatore tariffario. Si prevede, tuttavia, che l'EGA possa presentare, in accordo con il gestore, istanza di rinvio corredata da un piano in cui vengano declinate puntualmente le annualità in cui si intende provvedere al recupero. Viene rimandata a successivo provvedimento (anche alla luce degli esiti dell'attività di validazione) la definizione delle modalità operative di recupero di eventuali scostamenti fra:
 - i dati comunicati con riferimento agli anni dispari e i valori riscontrati ex post in ordine ai volumi fatturati e ai consumi di energia elettrica;
 - i costi operativi e i conguagli quantificati per le predisposizioni tariffarie riferite al 2023 assumendo un tasso di inflazione nullo e quelli derivanti dall'aggiornamento del tasso pari a 4,5%;
- adeguamento dei costi di gestione ammissibili: l'Autorità prevede l'inclusione di costi aggiuntivi relativi all'entrata in vigore di nuove normative, all'ampliamento del perimetro di attività effettuate (gestione delle acque meteoriche ove l'EGA eserciti la facoltà di includere tale attività nel Servizio idrico integrato) nonché degli oneri aggiuntivi sostenuti per l'adeguamento ai nuovi obiettivi di qualità tecnica;
- meccanismi incentivanti per la promozione della sostenibilità energetica e ambientale: con tali misure viene attribuito un eventuale premio in caso di conseguimento di obiettivi individuati con riferimento a due nuovi indicatori:
 - RIU – Quota dei volumi depurati destinabili al riutilizzo ma non destinati a tale finalità;
 - ENE – quantità di energia elettrica acquistata (per il quale viene adottato un target inferiore – pari al 5% – a quello inizialmente proposto).

Tali meccanismi saranno applicati a partire dal 2025, considerando, tra l'altro, la situazione al 2023 di ciascun gestore.

Con il **documento di consultazione 245/2024/R/idr**, pubblicato il 21 giugno 2024, l'Autorità presenta gli elementi di inquadramento generale e gli orientamenti per la definizione dello schema tipo di bando di gara. La definizione del contenuto minimo dei bandi di



gara è, per l'Autorità, un elemento essenziale al completamento della disciplina necessaria allo svolgimento delle nuove procedure di affidamento, in quanto mira a garantire uniformità nei criteri e nelle modalità da utilizzare, sia nelle procedure ad evidenza pubblica per l'affidamento della gestione sia in quelle di affidamento a società mista, limitatamente agli aspetti concernenti la selezione del socio privato (art. 17, D.Lgs.175/2016).

L'impostazione delineata nel documento si basa, in coerenza con la normativa sovraordinata (D.Lgs. 201/2022), sui parametri già stabilmente adottati nell'ambito della regolazione – sia quella tariffaria, sia quella della qualità tecnica e contrattuale – che vengono qualificati come parametri di miglioramento delle gestioni da perseguire attraverso la pressione competitiva. Il termine per l'invio delle osservazioni è fissato al 24 luglio 2024. Non è ancora stato pubblicato il documento conclusivo.

In tema di bonus sociale idrico si segnalano i seguenti provvedimenti:

- la determina **7/DICU/2024** che approva le comunicazioni da inviare agli utenti cui non viene riconosciuto il bonus sociale idrico, elettrico e gas;
- la delibera **430/2024/R/idr** che semplifica e revisiona gli obblighi informativi a carico di gestori ed Enti di Governo di Ambito (EGA) in tema di bonus sociale e integrativo. In particolare, a partire dal 2026, i gestori del SII saranno tenuti a rendicontare i dati e le informazioni di sintesi concernenti il riconoscimento dell'agevolazione, nonché i dati e le informazioni contenute nel registro, unicamente agli EGA di competenza.

A corredo del nuovo metodo tariffario per il quarto periodo regolatorio si evidenziano i seguenti due documenti:

- la delibera **358/2024/R/idr** con la quale l'Autorità avvia il procedimento per la determinazione d'ufficio delle tariffe del servizio idrico, ai sensi della delibera 639/2023, nonché per l'acquisizione di ulteriori elementi conoscitivi relativi ai casi di esclusione dall'aggiornamento tariffario. Poiché il tempestivo recepimento di MTI4 rappresenta, come specifica l'Autorità, un passaggio fondamentale per salvaguardare l'equilibrio economico-finanziario delle gestioni e per favorire, in particolare, l'implementazione di un'efficace strategia di potenziamento della sicurezza degli approvvigionamenti idrici, il Regolatore ritiene opportuno conferire al Direttore della direzione Tariffe e Corrispettivi ambientali (Dtac) i seguenti due mandati:
 - procedere alla diffida dei soggetti che ricadono nelle casistiche di determinazione d'ufficio della tariffa ex comma 5.8 della delibera 639/2023, richiedendo ai medesimi di inviare le informazioni necessarie, entro il termine di trenta giorni, pena l'applicazione del theta pari a 0,9 per la durata della casistica stessa;
 - procedere alla diffida degli EGA "in caso di inosservanza dei propri obblighi di aggiornamento della predisposizione tariffaria a seguito di istanza del gestore";
- la delibera **570/2024/R/idr** con cui l'Autorità individua il mix teorico di acquisto per la definizione del costo di riferimento dell'energia elettrica ai fini del calcolo dei conguagli afferenti all'annualità 2027, secondo quanto previsto dal Metodo Tariffario. Viene determinata pertanto un'incidenza pari al 90% per gli acquisti a prezzi variabili e pari al 10% per quelli a prezzi fissi. Con successivi provvedimenti verranno definiti i pesi per gli anni a seguire.

Nell'ambito di un procedimento parallelo a quello del metodo tariffario, l'Autorità ha adottato con delibera **637/2023/R/idr** l'aggiornamento della disciplina della Qualità Tecnica del Servizio Idrico

Integrato (RQTI). Il provvedimento dispone che, a partire dall'anno 2024, gli obiettivi di qualità (sia tecnica che contrattuale) siano stabilmente valutati in maniera cumulativa su base biennale.

Conseguentemente, ai fini dell'applicazione dei fattori premiali (e/o di penalizzazione), costituisce elemento di valutazione il livello raggiunto cumulativamente al termine dell'anno dispari per ciascuno dei macro-indicatori applicati. Sia per la qualità tecnica che contrattuale viene previsto un tetto alla premialità pari al 15% del valore del Vincolo di Ricavo del Gestore (VRG).

Entro il 30 aprile di ciascuna annualità, e secondo le modalità operative che verranno stabilite con successivi provvedimenti, l'EGA dovrà trasmettere all'Autorità un archivio contenente il file per la raccolta dati RQTI - monitoraggio con annessa documentazione a supporto. Dal 2026 (e successivamente a cadenze biennale) tale archivio dovrà essere verificato da un pool di EGA, successivamente definito dall'Autorità, che include quello competente territorialmente per la gestione in considerazione. La mancata asseverazione dell'archivio, anche parziale, dovrà essere motivata e costituita causa di esclusione dal meccanismo incentivante per gli eventuali macro-indicatori interessati. Viene, inoltre, prevista l'esclusione del gestore dall'aggiornamento tariffario in caso di ritardi e carenze nel superamento del mancato raggiungimento dei requisiti previsti dalla RQTI.

Tra le principali modifiche dell'aggiornamento della qualità tecnica, oltre alla determinazione di un numero di classi di valutazione uguale per tutti i macro-indicatori (con rimodulazione dei vari livelli e degli obiettivi associati) e di alcune specifiche per ciascun macro-indicatore, vi è l'inserimento di un nuovo macro-indicatore "MO – Resilienza idrica" con il quale il Regolatore si pone l'obiettivo di valutare la capacità dei sistemi idrici di contrastare, sia a livello di ambito territoriale gestito che a livello sovraordinato, le frequenti situazioni di stress cui è sottoposta la risorsa idrica. MO è infatti composto da due indicatori semplici:

- MOa (Resilienza idrica a livello di gestione del servizio idrico integrato) definito come rapporto tra i consumi del servizio idrico integrato, incluse le perdite di rete, e la disponibilità idrica della gestione medesima;
- MOb (Resilienza idrica a livello sovraordinato) che individua il rapporto tra i consumi per tutti gli usi, incluse le perdite di rete, e la disponibilità idrica complessiva del territorio considerato.

Nel febbraio 2024 l'Autorità, con delibera **26/2024/R/idr**, avvia un procedimento per la definizione del nuovo macro-indicatore di qualità tecnica "MO – Resilienza idrica" organizzando specifici *focus group* con gli stakeholder interessati per gli approfondimenti tecnici relativi alla definizione delle modalità di calcolo dell'indicatore, alla pianificazione delle misure necessarie a fronteggiare gli effetti del Climate Change e a garantire la resilienza dei sistemi idrici. A seguito della consultazione intervenuta con il DCO 474/2024/R/idr, l'Autorità ha pubblicato il 27 dicembre 2024 la delibera **595/2024/R/idr** con la quale ha avviato la fase sperimentale di monitoraggio e raccolta delle grandezze preposte alla costruzione del macro-indicatore di resilienza idrica. L'indicatore ha la funzione di introdurre una verifica sistematica ed efficace del complesso sistema degli approvvigionamenti a fronte delle previsioni della domanda idrica, includendo anche gli usi diversi dal civile. Il provvedimento disciplina, pertanto, le modalità di calcolo dell'indicatore MOb di resilienza idrica a livello sovraordinato, nonché quelle di raccolta delle grandezze preposte alla sua costruzione, valide per la fase sperimentale e di monitoraggio. Viene inoltre definito l'arco temporale di riferimento delle grandezze rilevate, la dimensione territoriale nonché

gli obblighi di registrazione, condivisa tra gestore ed EGA, a partire dal 1° gennaio 2025. Relativamente all'applicazione del meccanismo incentivante (premi e penali) la delibera stabilisce che i livelli avanzati e di eccellenza (Stadi III, IV e V) saranno valutati a partire dal biennio di valutazione 2026-2027, fermo restando gli obblighi di rilevazione. Come già previsto in fase di consultazione viene confermata la possibilità per gli EGA di proporre istanza per la non applicazione del meccanismo incentivante in caso di mancanza del requisito (dati eccessivamente carenti o comunque non rispondenti agli obiettivi della RQTI). ARERA intende comunque proseguire le interlocuzioni con tutti gli stakeholder interessati per la definizione completa di MO.

Con le delibere **37/2024/R/idr** e **39/2024/R/idr** l'Autorità avvia i procedimenti per la valutazione dei premi e delle penalità da attribuire ai gestori relativamente alla qualità contrattuale e tecnica per il biennio 2022-2023. Tali processi si articoleranno in due fasi:

- identificazione del set di gestioni per le quali si possiede un corredo completo di informazioni;
- attribuzione delle penalità associate agli Stadi I e II per tutte le gestioni che non abbiano inviato nei termini i dati.

A successivi provvedimenti si rinvia sia per l'adozione delle pertinenti note metodologiche che per la determinazione della quota di gettito della componente UI2 destinata alle premialità.

In relazione agli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire dal 2 novembre 2023, ARERA con la deliberazione 50/2024/R/com conferma più in generale le misure di intervento di cui alla delibera 519/2023/R/com (Disposizioni urgenti in materia di servizi elettrico, gas e del servizio idrico integrato, a favore delle popolazioni dei territori colpiti dagli eccezionali eventi meteorologici, verificatisi a partire dal 2 novembre 2023) e dispone analogamente a quanto previsto a favore delle popolazioni dell'Emilia Romagna, che la durata della sospensione dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere sia pari a sei mesi (dal 2 novembre 2023 al 2 maggio 2024). Il provvedimento prevede altresì la rateizzazione degli importi sospesi con la menzionata delibera 519/2023/R/com, su un periodo minimo di 12 mesi, senza l'applicazione di interessi.

Per quanto riguarda il tema della tutela dei consumatori si segnala la delibera **371/2024/R/com** che, a seguito di consultazione, attua interventi volti ad adeguare i servizi forniti dallo Sportello per il consumatore alle nuove dinamiche dei mercati energetici, nonché all'affinamento e all'ulteriore efficientamento delle discipline procedurali e operative applicate ai servizi regolati.

REGOLAZIONE ELETTRICA

Prescrizione biennale

La Legge di Bilancio 2018, all'articolo 1, commi 4-10, ha introdotto la prescrizione biennale nei contratti di fornitura di energia elettrica prevedendo inizialmente che la stessa non potesse essere riconosciuta al cliente finale nel caso in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di misura fosse a questi imputabile. 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, introducendo di fatto una responsabilità oggettiva in capo agli operatori della filiera elettrica e, in particolare, al distributore in qualità di esercente il servizio di misura, pur in assenza di responsabilità o inefficienza del suo operato.

Con deliberazione 184/2020/R/com, l'ARERA ha recepito quanto disposto dalla Legge di Bilancio 2020 proprio con riferimento all'eliminazione dalle casistiche di esclusione della prescrizione biennale dei casi in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di misura dell'energia derivi da accertata responsabilità del cliente finale. In data 27 luglio 2020 Arreti ed Acea Energia hanno presentato ricorso al TAR per l'annullamento della delibera 184/2020/R/com, ricorso accolto con conseguente annullamento della delibera impugnata sulla base dell'interpretazione secondo cui la Legge di Bilancio del 2020 ha inciso solo sulla durata del termine di prescrizione (biennale anziché quinquennale) senza tuttavia escludere l'operatività della disciplina generale codicistica in materia di prescrizione.

Con delibera 603/2021 l'Autorità ha modificato la deliberazione 569/2018/R/com in materia di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni in esito al DCO 457/21 per l'ottemperanza alle sentenze 14 giugno 2021, nn. 1441, 1444 e 1449 del TAR Lombardia. Con tale delibera l'Autorità ha confermato l'obbligo del distributore di comunicare al venditore, attraverso PEC, contestualmente al dato di misura o di rettifica riferito a consumi risalenti a un periodo precedente di più di due anni, l'indicazione della presunta sussistenza o meno di cause ostative alla maturazione della prescrizione ai sensi della normativa primaria e generale di riferimento. Ha inoltre confermato la suddivisione degli obblighi informativi in capo al venditore nei confronti del cliente finale in base alla presenza o meno di importi in fattura per i quali sia eccezionale la prescrizione. L'Autorità ha inoltre previsto una fase transitoria, nelle more dell'implementazione dei flussi tra i diversi soggetti della filiera ed il SII, che prevede una trasmissione tra le parti delle medesime informazioni in modalità non automatizzata ma con tempistiche definite.

Facendo seguito al DCO 386/2021, l'Autorità ha pubblicato la delibera **604/2021/R/com** con la quale ha previsto:

- un meccanismo di compensazione annuale per l'esercente la maggior tutela o l'utente del dispacciamento associato ad un punto di prelievo, prevedendo la possibilità di recuperare anche nella sessione annuale immediatamente successiva eventuali partite non recuperate nella sessione annuale di competenza;
- un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione secondo cui a decorrere dall'anno 2023 ciascun distributore è tenuto a versare ogni anno una penale a CSEA per i ricalcoli fatturati nell'anno precedente derivanti da mancate raccolte delle misure effettive oppure da rettifiche di dati di misura effettivi precedentemente utilizzati, per la quota parte antecedente i 24 mesi dalla data di messa a disposizione del dato di misura effettivo o della rettifica.

Con Ordinanza cautelare il TAR ha sospeso la delibera ARERA n. 603/2021 in tema di prescrizione limitatamente all'art. 6.4, ossia alla disciplina transitoria che impone al distributore di rispondere entro 7 giorni. L'udienza pubblica per la trattazione del merito è stata fissata per il giorno 1° dicembre 2022.

Con ordinanza n. 4568/2022 del 13 ottobre 2022, il Tribunale di Bologna ha chiarito che le PMI e le imprese di grandi dimensioni sono escluse dal novero dei soggetti a cui si applica la prescrizione biennale delle bollette di energia elettrica e gas.

In data 2 gennaio 2023 il TAR ha pubblicato le sentenze tramite le quali ha accolto i ricorsi di Italgas e 2i Rete Gas in tema di prescrizione biennale annullando gli artt. 5 ("Obblighi di comunicazione del distributore") e 6.4 ("Norme transitorie") dell'Allegato A alla delibera 603/2021 e l'art. 9 della delibera 604/2021. Il TAR con la sentenza sottolinea che "la legge non attribuisce all'ARERA il potere di incidere sulle regole generali in materia di prescrizione, sicché essa non può né introdurre diverse cause di sospensione della prescrizione,



né modificare sul punto la distribuzione dell'onere della prova, né alterare il contenuto dei diversi rapporti intercorrenti, rispettivamente, tra distributore e venditore e tra venditore e cliente finale, assegnando al distributore il compito di accertare e qualificare giuridicamente fatti destinati ad incidere sul regime della prescrizione nel rapporto cui è estraneo". Di conseguenza, il TAR ribadisce l'illegittimità della norma posta dall'art. 5, poiché pone obblighi informativi in capo al distributore che comportano l'accertamento di fatti, nonché l'effettuazione di qualificazioni e valutazioni giuridiche, che modificano senza fondamento normativo il regime civilistico della prescrizione. Il servizio di misura non comprende specifiche operazioni tese ad individuare cause ostative alla decorrenza della prescrizione, ex art. 2935 c.c., ovvero situazioni di fatto espressive di "dolo del creditore", rilevanti ai sensi dell'art. 2941 n. 8 c.c. Parimenti, il TIVG non pone a carico del distributore le attività di qualificazione e di valutazione giuridica necessarie per accertare la sussistenza di siffatte situazioni. È solo l'art. 5 della delibera che impone al distributore di indicare se sussistono cause ostative, mettendo a disposizione del venditore questa informazione. Secondo il TAR anche quanto previsto da ARERA nell'art. 6.4 della delibera è illegittimo in quanto impone al distributore l'obbligo di fornire al venditore entro 7 giorni lavorativi dal ricevimento della comunicazione sull'eccezione di prescrizione sollevata da un cliente le informazioni di sua competenza relative "alla ricorrenza di documentate circostanze ostative all'accoglimento della eccezione", il TAR ribadisce l'illegittimità di quanto disposto dall'art. 9 delibera n. 604/2021, che ha esteso le disposizioni degli artt. 5 e 6.4 della delibera ai clienti finali non ricadenti nell'ambito di applicazione dell'art. 2 della medesima deliberazione ossia ha esteso il regime posto dai citati artt. 5 e 6.4 anche a coloro che non ricadono nel perimetro dei c.d. clienti meritevoli di tutela rafforzata.

In data 9 marzo 2023 con la delibera 86/2023/C/com "Appello delle sentenze 2 gennaio 2023, n. 35 e n. 36 del TAR Lombardia, Sezione Prima, di annullamento parziale delle deliberazioni dell'Autorità 603/2021/R/com e 604/2021/R/com", l'Autorità ha deciso di ricorrere al Consiglio di Stato contro le sentenze del TAR Lombardia in tema di annullamento degli obblighi comunicativi imposti ai distributori in relazione alla prescrizione biennale delle bollette ai sensi degli artt. 5 ("Obblighi di comunicazione del distributore") e 6.4 ("Norme transitorie") dell'Allegato A alla delibera 603/2021 e l'art. 9 della delibera 604/2021. Secondo l'Autorità sussistono i presupposti per proporre appello avverso le richiamate sentenze del TAR Lombardia in quanto si basano su un'erronea interpretazione degli elementi di fatto e di diritto rilevanti.

Il 29 dicembre 2023 il Consiglio di Stato ha respinto gli appelli promossi dall'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia relative alle delibere 603/2021/R/com e 604/2021/R/com.

Le disposizioni annullate obbligavano il distributore ad indicare al venditore sua controparte, in occasione di comunicazioni di dati di misura o di rettifica degli stessi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, l'eventuale sussistenza o meno – e, nel caso, i relativi elementi di dettaglio – di cause che consentissero di presumere che non fosse maturata la prescrizione del diritto di credito ai sensi della normativa primaria.

Sul punto il Consiglio di Stato ha confermato il TAR Lombardia e quindi l'illegittimità di tali disposizioni sottolineando che le norme speciali in tema di prescrizione biennale (Legge 205/2017) non assegnano all'Autorità "il compito di garantire la circolazione, tra le imprese della filiera, delle informazioni essenziali per far valere le loro reciproche pretese, né di prevenire l'insorgere di contenziosi tra quelle imprese, né di presidiare il rispetto nelle loro reciproche relazioni commerciali dei principi di correttezza e buona fede, e per quanto importanti fossero questi obiettivi e conseguentemente ap-

prezzabile l'intenzione alla base delle delibere impugnate, l'intervento legislativo in parola non poteva costituire occasione per adottare misure – vincolanti per i destinatari – non previste e non strettamente funzionali alla cura degli specifici interessi pubblici da quella stessa legge affidati all'Autorità".

Le sentenze evidenziano che tra distributore, venditore e cliente finale "si instaurano due distinti rapporti negoziali, quello che lega il venditore al cliente finale e quello che intercorre tra il distributore e il venditore. Non si tratta di un rapporto triangolare ma di distinte relazioni, derivanti da titoli negoziali differenti e caratterizzate da una diversa disciplina sicché è all'interno di ciascuna di esse che devono trovare applicazione le norme civilistiche in materia di prescrizione". Pertanto, anche se l'attività di misura svolta dal distributore può assumere rilievo anche per il contratto di fornitura tra venditore e cliente finale, questo non autorizza ARERA a porre in capo al distributore oneri di rilevazione e qualificazione dei fatti "incidenti sulla prescrizione nel diverso rapporto esistente tra il venditore e il cliente finale": tali attività "devono gravare sul venditore in quanto creditore nel rapporto col cliente finale".

Alla luce di tali pronunciamenti, ARERA il 1° marzo 2024 ha pubblicato un chiarimento in cui comunica che non ritiene necessario un suo nuovo intervento sulla regolazione contenuta nelle deliberazioni 603/2021 e 604/2021, in quanto si tratta di discipline che risultano autosufficienti e pienamente operative, anche in assenza delle specifiche disposizioni annullate dal giudice amministrativo.

L'Autorità evidenzia che:

- al fine di adempiere agli obblighi previsti dalla 603/2021, circa le informazioni da rendere al cliente finale con riferimento alla maturazione o meno della prescrizione biennale, il venditore dovrà procedere sulla base delle sole informazioni fattuali a sua disposizione, senza più dover attendere ulteriori elementi dal distributore;
- ai fini dell'ammissione al meccanismo di compensazione, il venditore potrà partecipare con riferimento a quegli importi per i quali dovrà aver a sua volta eccepito la prescrizione al distributore, senza che quest'ultimo abbia contestato una causa ostativa alla maturazione della stessa ai sensi del Codice civile. Sarà onere del distributore provare l'esistenza di tali cause ostative, quali quella dell'art. 2941, n. 8, del Codice civile.

L'Autorità richiama inoltre il comunicato del 13 dicembre 2021 (non annullato dal giudice amministrativo), con il quale precisava che il distributore non può limitarsi ad allegare, quale causa ostativa al maturare della prescrizione del proprio credito verso il suo utente, il solo fatto di aver rispettato la regolazione dell'Autorità in materia di tentativi obbligatori di lettura.

A seguito dell'abrogazione del comma 5 dell'art. 1 della Legge 205/2017 (che escludeva la prescrizione biennale in caso di "accertata responsabilità del cliente finale"), il termine biennale della prescrizione previsto al comma 4 del medesimo articolo opera senza deroghe ulteriori rispetto alla disciplina generale dell'istituto, quindi anche quando la mancata rilevazione del dato di misura da parte del distributore (pur avvenuta nel rispetto della regolazione dell'Autorità sui tentativi obbligatori di lettura) dipenda da presunte responsabilità del cliente finale (che, ad esempio, non era presente al momento in cui si erano presentati gli incaricati del distributore per effettuare la lettura d'un misuratore inaccessibile e non teleletto). L'Autorità ritiene che tale conclusione trovi conferma anche nelle sentenze del TAR Lombardia e del Consiglio di Stato sopra richiamate, le quali hanno avuto modo di precisare che il cliente finale non è debitore del distributore, ma del venditore, con la conseguenza che eventuali condotte del cliente finale che impediscano al distributore di rilevare correttamente il dato di misura non possono assumere rilievo ai

fini del citato art. 2941, n. 8, del Codice civile, che prende a riferimento il (solo) comportamento del debitore, ossia del venditore (e non quindi del cliente).

Successivamente al chiarimento ARERA del 1° marzo 2024 e in attuazione a quanto previsto dalla deliberazione 604/2021/R/com, ARERA, con la determina 5/2024-DIME, ha approvato il manuale di Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) che definisce le modalità di attuazione del meccanismo di compensazione degli importi relativi alla prescrizione biennale e l'implementazione delle misure per l'incentivazione alla riduzione delle rettifiche pluriennali per il settore elettrico a carico dei distributori.

Con le circolari nn. 46, 67, 68 e 69 del 2024, CSEA ha quindi definito dettagliatamente le modalità operative e le tempistiche del meccanismo che, in prima attuazione, prevede l'inoltro delle istanze entro il 31 marzo 2025 per la compensazione degli importi per i quali il venditore ha accolto la prescrizione non avendo il distributore dimostrato la sussistenza di una delle cause ostative alla sua maturazione.

Bonus sociale

In attuazione di quanto previsto dalla Legge di Bilancio 2023 in merito alla graduazione del bonus in relazione alle diverse soglie di ISEE ed ai consumi annui, con la delibera 622/2023/R/com ARERA ha rivisto le modalità di aggiornamento dei bonus sociali in modo tale da garantire una riduzione del 30% della spesa elettrica e del 15% della spesa gas.

Con effetto a decorrere dal primo gennaio 2024, con riferimento al settore elettrico, ARERA ha quindi aggiornato la quantificazione del bonus (economico e fisico), su base annua, legandola alla migliore stima disponibile della spesa media ed introdotto, limitatamente al primo trimestre del 2024, un contributo straordinario, corrisposto insieme al bonus elettrico, per limitare gli aumenti dovuti alle variazioni dei prezzi.

Con la delibera 599/2024/R/com di fine 2024, ARERA ha aggiornato i valori del bonus (economico e fisico) per tutto il 2025.

Disposizioni a favore delle popolazioni colpite dagli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire dal 1° maggio 2023

A seguito degli eccezionali eventi meteorologici verificatisi nel mese di maggio 2023 in Emilia-Romagna, ARERA ha disposto urgentemente, con la delibera 216/2023/R/com, la sospensione dei pagamenti delle fatture emesse o da emettere con scadenza a partire dal 1° maggio 2023 e quindi il blocco della disciplina delle sospensioni per morosità, anche nel caso di morosità verificatesi precedentemente alla medesima data del 1° maggio 2023.

Con la successiva delibera 267/2023/R/com, ARERA ha meglio specificato che il periodo di sospensione a favore delle utenze site nelle località danneggiate (allegato 1 al decreto-legge 61/23) è pari a 4 mesi, ossia dal 1° maggio 2023 e fino al 31 agosto 2023 ed ha previsto la rateizzazione automatica, in 12 rate, per tali importi.

A favore dei venditori ARERA ha quindi disposto un meccanismo di anticipazione degli importi oggetto di sospensione di pagamento; si può accedere a tale meccanismo solo a fronte di una comprovata criticità finanziaria ossia se la sospensione riguarda utenze che abbiano inciso oltre il 3% sul totale fatturato con riferimento ai primi 4 mesi del 2023.

Con la successiva delibera 390/2023/R/com, ARERA ha disposto la proroga, fino al 31 ottobre 2023, della sospensione dei ter-

mini di pagamento a favore delle popolazioni dell'Emilia-Romagna. A differenza della precedente sospensione, applicata in automatico, per ottenere la proroga il cliente finale deve farne esplicita richiesta.

Con la delibera 565/2023/R/com (integrata con la delibera 10/2024/R/com) ARERA ha quindi disciplinato le agevolazioni tariffarie da applicare sui consumi oggetto di sospensione; l'applicazione delle agevolazioni deve essere richiesta dal cliente al proprio venditore entro il 30 giugno 2024.

Per l'urgenza della tematica, pur in assenza di una consultazione preventiva, ARERA, dopo aver comunque raccolto i contributi di tutti i soggetti interessati, ha pubblicato la delibera 10/2024/R/com che integra e chiarisce la disciplina precedentemente approvata; in particolare ARERA ha individuato il 30 giugno 2024 quale termine ultimo per richiedere le agevolazioni ed ha posticipazione al 31 ottobre 2024 (dal precedente 31 marzo) il termine ultimo per l'emissione della fatturazione che contabilizza gli importi sospesi sino al 31 ottobre 2023 e le eventuali agevolazioni.

Disposizioni a favore delle popolazioni colpite dagli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire dal 2 novembre 2023

A seguito degli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire dal giorno 2 novembre 2023 sul territorio toscano, con la delibera 519/2023/com, ARERA ha disposto la sospensione dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere con scadenza a partire dal 2 novembre 2023 e la non applicazione della disciplina delle sospensioni per morosità per le utenze ubicate nei siti individuati dal Commissario delegato all'emergenza.

Con la successiva delibera 50/2024/R/com, ARERA ha integrato la precedente disciplina precisando che il periodo di sospensione dei termini di pagamento è pari a 6 (sei) mesi a decorrere dalla data del 2 novembre 2023 ossia fino al 2 maggio 2024. Con la stessa delibera è inoltre stato disposto che, entro due mesi dal termine della medesima sospensione, il venditore è tenuto a comunicare il valore dei pagamenti oggetto di sospensione ed a rateizzarli automaticamente attraverso rate non inferiori a €20 per un periodo di 12 mesi.

Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili

L'Autorità, con la delibera 362/2023/R/eel e s.m.i., ha adottato le disposizioni relative alla regolazione e alle modalità di affidamento del Servizio a Tutele Graduali cui avranno diritto i clienti domestici non vulnerabili (di seguito: STG per i clienti domestici non vulnerabili o STG) senza un fornitore dalla data di rimozione del servizio di maggior tutela. La cessazione del predetto servizio era prevista, ai sensi della Legge 4 agosto 2017, n. 124, come successivamente modificata e integrata, entro il 1° aprile 2024, a seguito dell'entrata in operatività degli esercenti il STG in esito alla conclusione delle gare per l'affidamento del servizio.

Il decreto-legge n. 181/2023 (c.d. "Decreto Sicurezza Energetica"), ha posticipato le aste per il Servizio a Tutele Graduali per i clienti domestici non vulnerabili al 10 gennaio 2024. ARERA, con la delibera 580/2023, ha dato seguito a quanto previsto dall'art. 14 del D.L. Sicurezza Energetica posticipando al 10 gennaio 2024 la data di svolgimento delle aste. In ragione di ciò, Acquirente Unico ha pubblicato con la massima tempestività il Regolamento di gara aggiornato con le nuove scadenze.



In sintesi, la delibera 362/2023/R/eel e s.m.i. stabilisce che:

- i clienti domestici c.d. “vulnerabili” rimangano transitoriamente nel servizio di maggior tutela, rinviando a successivo provvedimento dell’Autorità gli interventi funzionali alla sua rimozione per questa categoria;
- la procedura di gara si svolga secondo un sistema dell’asta a turno unico in busta chiusa con la possibilità dei partecipanti di esprimere il numero massimo di aree che si impegnano a servire. È previsto un limite massimo alle aree assegnabili a ciascun partecipante, definito sulla base del numero di clienti serviti alla data del 30 giugno 2023, in aggiunta al tetto del 30% previsto dal decreto ministeriale del 17 maggio 2023 al fine di mitigare l’ulteriore rischio che un operatore possa aggiudicarsi un numero di punti di prelievo sproporzionato rispetto a quello della sua base clienti di partenza. Pertanto, ciascun partecipante può aggiudicarsi un numero massimo di aree pari al minore tra il valore comunicato da Acquirente Unico e 7, corrispondente al 30% del numero totale di aree messe all’asta. È previsto un cap al prezzo offerto, non rivelato ai partecipanti mentre non è previsto il floor. Qualora per due o più operatori vi siano delle combinazioni di aree potenzialmente assegnabili che diano il medesimo risultato in termini di prezzo minimo di erogazione del servizio, ai fini dell’attribuzione delle aree ai partecipanti interessati si ricorra al sorteggio con modalità telematica.

Come previsto dall’Allegato B alla delibera 362/2023, il 26 settembre 2023 è stato pubblicato sul sito di Acquirente Unico il Regolamento e i relativi allegati disciplinante le procedure concorsuali per l’assegnazione del servizio a tutele gradualità. Acea Energia entro il 5 ottobre 2023 ha presentato istanza di partecipazione e il 9 ottobre 2023 Acquirente Unico ha messo a disposizione le informazioni pre-gara. Un mese prima dello svolgimento dell’asta, Acquirente Unico ha messo a disposizione dei partecipanti alle procedure concorsuali anche le ulteriori informazioni che gli esercenti la maggior tutela dovranno trasmettere ad AU; tali ulteriori informazioni sono quelle relative al numero dei punti di prelievo nella titolarità di clienti domestici non vulnerabili serviti in maggior tutela ad aprile 2023 che scelgono (1) una modalità di addebito automatico, (2) la bolletta in formato dematerializzato.

Per quanto riguarda gli esercenti la maggior tutela:

- nel periodo intercorrente da settembre 2023 a giugno 2024 devono allegare, ad almeno due bollette, di cui la seconda inviata al cliente nel periodo da aprile a giugno 2024, in un foglio separato, un’informativa con testo standardizzato definito dall’Autorità, distinto tra clienti vulnerabili e non vulnerabili;
- recapito della bolletta di chiusura, in deroga al Testo Integrato Fatturazione, entro dieci settimane dalla cessazione della fornitura.

Con la delibera 576/2023, l’Autorità ha definito un sistema di verifica degli obblighi di aggiornamento – in capo agli esercenti la maggior tutela – dei dati presenti nel Registro Centrale Ufficiale (c.d. “RCU”) del Gestore di Sistema Informativo Integrato relativi ai clienti serviti, con eventuale penalizzazione a carico degli esercenti stessi in quanto soggetti responsabili della correttezza di tali informazioni, qualora per ciascun punto di prelievo oggetto di trasferimento nel STG, i dati necessari alla fatturazione e al contatto con il cliente finale presenti in RCU risultino diversi da quelli utilizzati dall’esercente la maggior tutela dopo un adeguato processo di bonifica che è stato concluso entro il mese di maggio.

I venditori del mercato libero, con riferimento ai soli clienti finali domestici, devono riportare:

- in tutte le bollette emesse tra dicembre 2023 e giugno 2024, un testo definito dall’Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate all’interno dell’apposito spazio riservato alle comunicazioni dell’Autorità;
- a partire dal 1° gennaio 2025, in almeno una bolletta all’anno, un testo definito dall’Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate all’interno dell’apposito spazio riservato alle comunicazioni.

Infine l’Autorità ha precisato che le tempistiche di svolgimento delle procedure concorsuali sono condizionate dalle risultanze degli approfondimenti in corso sulle modalità per dare attuazione alle disposizioni di cui al decreto-legge 48/23 in merito alla clausola sociale degli operatori di call center, incluse quelle di raccolta e messa a disposizione dei partecipanti alle aste delle informazioni sul personale coinvolto da detta clausola, le quali risultano necessarie ai fini della formulazione delle offerte economiche da parte degli operatori.

Acea Energia entro il 5 ottobre 2023 ha presentato l’istanza di partecipazione alla procedura concorsuale ed entro il 10 novembre 2023 Acquirente Unico ha messo a disposizione le informazioni pre-gara.

Le aste si sarebbero dovute svolgere l’11 dicembre 2023 ma l’art. 14 del DL Sicurezza Energetica ha posticipato al 10 gennaio 2024 la data di svolgimento. L’ARERA, con la delibera 580/2023, ha dato seguito a quanto previsto dall’art. 14 del DL Sicurezza Energetica posticipando al 10 gennaio 2024 la data di svolgimento delle aste. In ragione di ciò ha incaricato Acquirente Unico di pubblicare, con la massima tempestività, il Regolamento di gara aggiornato con le nuove scadenze che dovranno essere fissate in modo tale da garantire le medesime tempistiche minime tra le varie attività strumentali all’assegnazione del servizio tramite asta attualmente previste da detto Regolamento. Infine, l’Autorità rinvia a successivo provvedimento:

- gli ulteriori interventi regolatori che si rendano necessari per adeguare l’attuale regolazione di cui alla delibera 362/2023/R/eel alla nuova data di svolgimento delle procedure concorsuali, incluse le necessarie modifiche sia ai testi informativi della seconda comunicazione che dovrà essere trasmessa ai clienti domestici serviti in maggior tutela dai relativi esercenti, a partire dal 2024, sia delle tempistiche di invio delle stesse;
- la valutazione della revisione dell’attuale termine di attivazione del STG, anche in funzione delle iniziative informative previste dal decreto-legge 181/23, garantendone la comunicazione, con congruo anticipo rispetto alla data del 10 gennaio 2024, ai partecipanti alle procedure concorsuali.

A seguito della delibera 580/2023, l’AU ha pubblicato sia il Regolamento di gara aggiornato sia il calendario della procedura concorsuale.

Come preannunciato nella delibera 580/2023, l’Autorità con la delibera 600/2023 “Revisione delle tempistiche di attivazione del servizio a tutele gradualità per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell’energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124. Modifiche alla deliberazione dell’Autorità 362/2023/R/eel e ai relativi allegati A, B, C e D” ha rivisto il termine per l’attivazione del STG posticipandolo al 1° luglio 2024. Tale differimento è scaturito dall’esigenza:

- di assicurare ai clienti finali un lasso di tempo sufficiente a essere informati, in ordine alla fine della tutela di prezzo, attraverso le apposite campagne informative che, ai sensi del decreto-legge

181/23, dovranno essere condotte dal MASE, per un periodo non superiore a dodici mesi;

- di effettuare le attività prodromiche all'operatività del STG (tra cui rientrano anche gli interventi attuativi delle disposizioni di cui al citato decreto-legge in tema di trasferimento automatico delle autorizzazioni all'addebito diretto delle bollette emesse dall'esercente il STG, da completarsi entro il 31 maggio 2024);
- di limitare il più possibile il periodo intercorrente tra l'assegnazione e l'attivazione del STG al fine di contenere le variazioni tra le condizioni (in termini di clienti finali non vulnerabili in maggior tutela) note al momento della partecipazione alle procedure concorsuali e quelle effettive al momento dell'attivazione del servizio.

È rimasta, invece, invariata la data di conclusione del periodo di assegnazione del servizio, fissata al 31 marzo 2027, in coerenza con quanto disposto dal decreto ministeriale del 17 maggio 2023 che prevede che, a partire dal 1° aprile 2027, il STG assolve alla sola funzione di servizio di ultima istanza per tutti i clienti di piccola dimensione, quali piccole imprese, microimprese e domestici non vulnerabili.

In ragione di quanto sopra, l'Autorità ha rivisto sia le date riportate nei testi delle comunicazioni che le tempistiche di invio delle bollette contenenti le comunicazioni sia per gli esercenti la maggior tutela che per i venditori del mercato libero; in particolare, l'esercente la maggior tutela dovrà allegare le informative di cui alla delibera 362/2023, aggiornate con la data del 1° luglio 2024, nelle bollette inviate tra aprile e giugno 2024.

In data 6 febbraio 2024, Acquirente Unico ha pubblicato quindi gli esiti della procedura concorsuale per l'individuazione degli esercenti il Servizio a Tutele Graduali per i clienti domestici non vulnerabili per il periodo 1° luglio 2024 - 31 marzo 2027. Le 26 aree territoriali sono andate ad Enel Energia (7 aree), Hera Comm (7 aree), Edison Energia (4 aree), Illumia (3 aree), Iren Mercato (2 aree), A2A Energia (2 aree) e Eon (1 area).

Solo su tre aree il prezzo di aggiudicazione è positivo mentre sulle restanti aree il prezzo di aggiudicazione è negativo. Il comune di Roma è andato ad Enel Energia con un prezzo di -27,7066 €/POD/anno. In data 29 marzo 2024 è stata pubblicata la delibera 101/2024/R/eel "Integrazioni degli obblighi informativi a carico degli esercenti il servizio di maggior tutela verso i clienti domestici in merito alle disposizioni di cui all'art. 14, commi 5 e 5-bis, del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181".

L'art. 14, commi 5 e 5-bis della Legge di conversione del DL 181/23, dispone il trasferimento automatico della domiciliazione bancaria attiva dei clienti domestici non vulnerabili dagli esercenti la maggior tutela agli esercenti il servizio a tutele graduali domestici non vulnerabili o agli esercenti il servizio di vulnerabilità secondo condizioni e termini che verranno definite entro 60 giorni dalla conclusione delle gara e comunque non oltre il 31/05/2024, da ARERA d'intesa con la Banca d'Italia e sentito il MASE. In particolare, il comma 5-bis prevede che gli esercenti il servizio di maggior tutela dovranno mettere a disposizione degli esercenti i servizi a tutele graduali e di vulnerabilità ogni informazione necessaria per procedere all'addebito diretto sul conto di pagamento o sullo strumento di pagamento del cliente domestico. Gli esercenti i suddetti servizi (STG o Servizio di vulnerabilità) dovranno informare inoltre i rispettivi clienti in merito al subentro nella posizione di soggetto creditore autorizzato all'addebito diretto in anticipo rispetto all'effettuazione della prima disposizione di addebito diretto. Fermo restando il diritto di revoca da parte del cliente domestico dell'autorizzazione all'addebito diretto, trovano applicazione le disposizioni del D.Lgs. 11/2010 recante attuazione della direttiva 2007/64/CE in materia di servizi di pagamento nel mercato interno.

L'Autorità, nelle more dell'attuazione di quanto disposto dall'art. 14, commi 5 e 5-bis, ha disposto l'integrazione dell'informativa di cui all'Allegato C alla deliberazione 362/2023/R/eel che gli esercenti la maggior tutela dovranno trasmettere ai propri clienti domestici non vulnerabili tra aprile e giugno 2024, con l'informazione in merito al trasferimento automatico dell'addebito diretto sul conto di pagamento o sullo strumento di pagamento del cliente domestico disposto dal decreto-legge 181/23.

Infine, ARERA, dopo aver svolto incontri con Banca d'Italia, Garante Privacy e con gli operatori, ha pubblicato la delibera 217/2024/R/eel al fine di attuare il rinnovo automatico dell'autorizzazione all'addebito diretto nel caso di clienti finali domestici che rientrano nel servizio a tutele graduali. Nella delibera sono stati identificati i dati oggetto di trasferimento tra l'esercente del SMT e quello del STG e le modalità tecniche per il trasferimento sicuro di tali informazioni. È stabilito inoltre il trasferimento dei dati tra il primo e l'8 luglio 2024 e che il rinnovo dell'autorizzazione all'addebito diretto abbia effetto il 2 settembre 2024 per poter consentire all'esercente il SMT l'incasso tramite domiciliazione delle ultime fatture emesse per il servizio.

Identificazione dei clienti vulnerabili nel mercato dell'energia elettrica

Con la delibera **383/2023/R/eel**, l'Autorità ha definito le modalità per l'individuazione dei clienti vulnerabili, che non saranno oggetto delle aste per il Servizio a tutele graduali.

In particolare, entro la fine di ciascun mese, a decorrere da settembre 2023, il SII identifica come vulnerabili:

- i clienti finali titolari di bonus sociale per disagio economico nell'anno in corso o nell'anno precedente;
- i clienti finali titolari di bonus sociale per disagio fisico nel mese in corso;
- i clienti finali titolari di un punto di prelievo non disalimentabile;
- i clienti di età superiore a 75 anni.

Entro il 10 settembre 2023, il SII ha messo a disposizione l'informazione agli esercenti la maggior tutela controparti dei clienti individuati e rende l'informazione disponibile alla consultazione.

Comunicazioni in capo all'Esercente Maggior Tutela:

- insieme all'informativa prevista dalla delibera 362/2023 (da allegare in almeno due bollette nel periodo intercorrente tra settembre 2023 e marzo 2024), dovranno informare i clienti identificati come non vulnerabili della possibilità di identificarsi come vulnerabili in quanto soggetti con disabilità ai sensi dell'articolo 3 della Legge 104/92 o soggetti presso i quali sono presenti persone che versano in gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche. La modalità di identificazione potrà avvenire utilizzando il Modulo 1 allegato alla delibera;
- a partire da aprile 2024, in fase di contrattualizzazione di un nuovo cliente per voltura o nuova attivazione, verifica della sussistenza dei requisiti di vulnerabilità tramite Modulo 2 allegato alla delibera o altra autocertificazione;
- in fase di contrattualizzazione per cambio fornitore verifica della sussistenza dei requisiti di vulnerabilità tramite Modulo 2 allegato alla delibera o altra autocertificazione.

Comunicazioni Esercente Tutele Graduali (a partire dal 1° aprile 2024):

- in fase di contrattualizzazione di un nuovo cliente finale, per voltura o nuova attivazione, informa il cliente che in presenza di almeno uno dei requisiti di vulnerabilità ha diritto al servizio di MT e non STG e che si deve rivolgere all'esercente la maggior tutela



di riferimento, il cui nominativo può essere consultato visitando il sito ARERA;

- in esito all'assegnazione definitiva del servizio o nei casi di attivazione del servizio di ultima istanza da parte del SII, nella comunicazione di attivazione del Servizio, informa il cliente della necessità di identificarsi come vulnerabile tramite il Modulo 3 allegato alla delibera o altra autocertificazione;
- le informazioni sulla vulnerabilità del cliente dovranno essere trasferite al SII con le modalità da questo definite.

Superamento del Prezzo Unico Nazionale

L'art. 13 del decreto legislativo n. 210/21 prevedeva la definizione di condizioni e criteri per un passaggio graduale verso prezzi zionali definiti in base agli andamenti di mercato, fermo restando il calcolo da parte del GME di un prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul mercato all'ingrosso in continuità con il PUN. A febbraio 2024, l'art. 13 del decreto legislativo 210/21 è stato modificato dal decreto-legge 181/23, come convertito con modificazioni dalla Legge 11/24: in tale sede il legislatore ha dato mandato al Ministro per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica di stabilire con proprio decreto le condizioni e i criteri per l'applicazione, a decorrere dal 1° gennaio 2025, di prezzi zionali sul mercato elettrico all'ingrosso e indirizzi per la definizione da parte dell'Autorità di un meccanismo transitorio di perequazione, a compensazione dell'eventuale differenziale tra i prezzi zionali e un prezzo di riferimento calcolato dal GME in continuità con il calcolo del PUN.

Il Ministro ha attuato tale disposizione con il decreto 18 aprile 2024 che stabiliva:

- a decorrere dal 1° gennaio 2025, la valorizzazione a prezzi zionali delle offerte di acquisto di energia elettrica sul mercato del giorno prima;
- ai fini della disciplina del mercato elettrico, il calcolo a cura di GME di un prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul mercato del giorno prima, come media dei prezzi zionali ponderata per le quantità acquistate relativamente a portafogli zionali in prelievo in ciascuna zona;
- la definizione a cura dell'Autorità di un meccanismo transitorio di perequazione a compensazione dell'eventuale differenziale tra il prezzo zonale e il prezzo di riferimento calcolato da GME, unitamente alle relative modalità di copertura; tale meccanismo trova applicazione almeno fino al 31 dicembre 2025;
- la definizione a cura dell'Autorità dei termini e delle modalità per il superamento del meccanismo di perequazione;
- la definizione a cura dell'Autorità delle modalità con cui GME calcola il prezzo di riferimento ai fini del superamento del meccanismo di perequazione, con messa a disposizione da parte del Sistema Informativo Integrato dei flussi informativi sui dati di prelievo necessari a tale scopo.

Successivamente, l'Autorità ha pubblicato il DCO 194/2024/R/eel in cui sono state illustrate le modalità di superamento del Prezzo Unico Nazionale a partire dal 1° gennaio 2025, in coerenza con le disposizioni del decreto MASE 18 aprile 2024 che stabiliva l'applicazione dei prezzi zionali anche alla domanda e la definizione da parte di ARERA, per un periodo transitorio, di una componente perequativa a compensazione dell'eventuale differenziale tra prezzo zonale e PUN. Nel DCO, a valle di un excursus sull'attuale ruolo del PUN sia nell'ambito dei mercati retail che nel mercato all'ingrosso, sono state esposte due ipotesi alternative per l'anno 2025, rimandando a successive valutazioni e consultazioni l'identificazione della soluzione

ne a regime (dal 2026 e con almeno 12 mesi di preavviso). La prima ipotesi prevedeva la sostituzione del PUN con il nuovo indice PUN Index GME (calcolato sostanzialmente allo stesso modo dell'attuale PUN ossia come media ponderata dei prezzi zionali) che non determinerebbe impatti rilevanti né sul mercato retail né su quello all'ingrosso né sul meccanismo delle garanzie. La seconda ipotesi prevedeva l'introduzione di una nuova componente perequativa gestita da Terna. Tale ipotesi richiedeva la modifica della regolazione in essere per i servizi di ultima istanza (Servizio di maggior tutela, i servizi a tutele graduali e servizio di salvaguardia) e per le offerte Placet a prezzo variabile.

In entrambe le opzioni, tuttavia, l'Autorità rilevava che la sostituzione del PUN con un nuovo indice di riferimento (PUN Index GME) non rientrava nella discrezionalità dei venditori in quanto dettata da un'evoluzione normativa e regolatoria e pertanto riteneva sufficiente che il venditore informasse i clienti interessati in merito alle modifiche contrattuali intervenute nella prima bolletta in cui queste trovassero applicazione.

A fine luglio 2024, l'Autorità ha pubblicato la delibera 304/2024/R/eel che disponeva a partire dal 1° gennaio 2025 l'inizio della fase transitoria di superamento del Prezzo Unico Nazionale, in cui permarrà un prezzo di riferimento (il Pun Index Gme) calcolato in maniera del tutto analoga all'odierno PUN ma con un meccanismo di perequazione rispetto ai prezzi zionali. A tal proposito, l'Autorità ha confermato la prima ipotesi avanzata nel DCO 194/2024 che prevedeva l'applicazione di una componente compensativa sull'energia acquistata sul Mercato del Giorno Prima (MGP). La scelta di tale ipotesi è dovuta ai limitati impatti sull'attuale architettura di mercato.

Regolazione tariffaria

Con delibera n. 206-2024 l'Autorità ha approvato i valori delle tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2024 per il servizio di distribuzione e di misura dell'energia elettrica. La tariffa provvisoria per il servizio di distribuzione per areti è di €419.867.005.

Il valore delle immobilizzazioni e del relativo fondo ammortamento e il valore netto dei contributi pubblici e privati dei cespiti in esercizio sono gestiti in continuità con i criteri regolatori vigenti e sono rivalutati in funzione della variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi, rilevato dall'Istat, al netto delle quote di ammortamenti e dismissioni.

Il valore della componente T(res) della tariffa per il servizio di misura è pari a 213,31 espresso in centesimi di euro per anno per punto di misura effettivo, a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici.

REGOLAZIONE AMBIENTE

L'ARERA con la delibera 443/19 del 31 ottobre 2019 ha approvato il primo metodo tariffario servizio integrato di gestione dei rifiuti per gli anni 2018-2021. Il Metodo Tariffario Rifiuti - MTR, definisce le nuove regole per i corrispettivi TARI da applicare agli utenti nel 2020-2021, i criteri per i costi riconosciuti nel biennio in corso 2018-2019 e gli obblighi di comunicazione.

Come in altri settori soggetti a regolazione, l'MTR fa riferimento a dati ex post e riferibili a fonti contabili certe (bilanci) relativi all'anno a-2 e applicati all'anno a (inserendo indicazioni di conguagli che permeano l'intera struttura algebrica del metodo) e non più a dati previsionali.

L'ARERA, nel nuovo metodo, applica un approccio ibrido, mutuato dalle altre regolazioni dei servizi, caratterizzato da un diverso tratta-

mento dei costi di capitale e dei costi operativi, ovvero sia:

- costi di capitale riconosciuti secondo uno schema di regolazione del tipo *rate of return*;
- costi operativi con l'applicazione di schemi di regolazione incentivante e con la definizione di obiettivi di efficientamento su base pluriennale.

Il metodo prevede limiti tariffari alla crescita dei ricavi e l'introduzione di quattro diversi schemi adottabili dagli enti locali e dai gestori, in relazione agli obiettivi di miglioramento del servizio. Inoltre, regola le fasi che compongono il servizio integrato rifiuti: spazzamento e lavaggio strade, raccolta e trasporto, trattamento e recupero, trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani, gestione tariffe e rapporti con gli utenti.

L'ARERA ha, in questa prima definizione del MTR, ha mantenuto la struttura algebrica del metodo fissato dal DPR 158/1999, prevedendo anche l'inserimento di ulteriori componenti addizionali per la determinazione dei corrispettivi, quali:

- limite alla crescita complessiva delle entrate tariffarie, con l'introduzione di un fattore di limite alla variazione annuale che tenga conto, anche, del miglioramento di efficienza e del recupero di produttività;
- impostazione asimmetrica caratterizzata da una matrice tariffaria che nella valutazione e nei calcoli delle singole componenti di costo, considera i seguenti elementi: 1) obiettivi di miglioramento del servizio stabiliti a livello locale; 2) eventuale ampliamento del perimetro gestionale;
- fattore di sharing relativamente ai ricavi provenienti dalla vendita di materiale ed energia derivante da rifiuti (compreso tra 0,3 e 0,6), e relativo ai ricavi CONAI (compreso tra 0,1 e 0,4);
- introduzione di una componente a conguaglio per i costi variabili e fissi, definita come differenza tra le entrate definite dall'ARERA per le componenti di costo variabile e/o fisso per l'anno a-2 e le entrate tariffarie computate all'anno a-2.;
- introduzione di due diversi tassi di remunerazione del capitale investito netto (WACC) per il servizio del ciclo integrato dei rifiuti e un tasso di remunerazione differenziato per la valorizzazione delle immobilizzazioni in corso: 6,3% per gli anni 2020-2021; maggiorazione dell'1% a copertura degli oneri derivanti dallo sfasamento temporale tra l'anno di riconoscimento degli investimenti (a-2) e l'anno di riconoscimento tariffario (a) (cosiddetto *time lag*).

Con il Testo Integrato TITR – 444/2019/R/rif – disposizioni in materia di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati” sono definite le disposizioni in materia di trasparenza del servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati per il periodo di regolazione 1° aprile 2020-31 dicembre 2023. Nell'ambito di intervento sono ricompresi gli elementi informativi minimi da rendere disponibili da parte del gestore del ciclo integrato attraverso siti internet, gli elementi informativi minimi da includere nei documenti di riscossione (avviso di pagamento o fattura) e le comunicazioni individuali agli utenti relative a variazioni di rilievo nella gestione.

Con delibera **363/2021/R/rif**, l'Autorità ha approvato il nuovo **Metodo Tariffario Rifiuti (c.d. MTR-2)** per le annualità del periodo 2022-2025. Il metodo fissa anche i criteri per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento di proprietà di operatori non integrati nelle attività a monte della filiera, che si applicano solo agli “impianti minimi” definiti dagli Enti competenti nell'ambito della pianificazione territoriale; invece, gli impianti non qualificati come “minimi” (denominati “aggiuntivi”) sono assoggettati solo alla disciplina relativa alla trasparenza delle informazioni sull'esercizio. Alla luce

della metodica introdotta, i gestori degli impianti “minimi” sono tenuti a predisporre il Piano Economico Finanziario (PEF) per il periodo 2022-2025 secondo le indicazioni previste nel predetto MTR-2 e – ai sensi dell'articolo 7 della delibera 363/2021/R/rif – trasmetterlo agli organismi competenti per la validazione; questi ultimi procedono poi all'invio ad ARERA per la verifica della coerenza regolatoria degli atti e la successiva approvazione delle tariffe.

Hanno successivamente completato il quadro della regolazione tariffaria definita per il MTR-2 la delibera **459/2021/R/rif** recante la valorizzazione dei parametri per la determinazione dei costi d'uso del capitale (i.e. il tasso di inflazione programmata e il vettore che esprime il deflatore degli investimenti fissi lordi per il periodo di applicazione di MTR-2), e la delibera **68/2022/R/rif** che ha fissato, per i gestori che svolgono le attività di trattamento in forma non integrata, il valore del WACC pari al 6%.

Con la Determina **01/DRIF/2022** del 22 aprile 2022, invece, l'ARERA ha approvato gli schemi tipo degli atti costituenti la proposta tariffaria che i gestori degli impianti “minimi” sottopongono agli organismi competenti, costituiti dagli EGATO o dalla Regione.

Nel corso del 2022, a valle degli atti di programmazione settoriale pubblicati dagli organismi competenti in applicazione della disciplina ARERA ex delibera 363/2021/R/rif, Acea Ambiente e le società del gruppo coinvolte hanno provveduto ad effettuare le attività propedeutiche per adempiere alle attività regolatorie per gli impianti classificati come “minimi” e successivamente a trasmettere la documentazione prevista dalla determina 01/DRIF/2022.

In data 24 e 27 febbraio 2023, sono state pubblicate, rispettivamente, le sentenze n. **486/2023** e **501/2023**, e in data 6 marzo 2023, la sentenza n. **557/2023**, con cui il TAR Lombardia, Milano, Sezione Prima, ha **annullato in parte la deliberazione 363/2021/R/rif**. In particolare, il TAR ha ravvisato nell'individuazione degli impianti “minimi” da parte di ARERA un'“invasione di campo” rispetto a competenze dello Stato, con la conseguente assegnazione alle Regioni di poteri non spettanti ad esse e un'inversione procedimentale dell'iter di programmazione.

L'ARERA ha pubblicato il 7 marzo 2023 la delibera **91/2023/C/rif** per informare della proposta di appello presso il Consiglio di Stato, con istanza di sospensione cautelare, avverso le sentenze del TAR Lombardia in quanto secondo l'Autorità “le richiamate sentenze si basano su un'erronea interpretazione degli elementi di fatto e di diritto rilevanti”. Il Consiglio di Stato ha in seguito rigettato tale richiesta di sospensione cautelare.

Nelle more delle decisioni di merito del Consiglio di Stato, l'Autorità, con il documento di consultazione **275/2023/R/rif**, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 62/2023/R/rif, espone i suoi orientamenti per l'aggiornamento biennale 2024-2025 del metodo tariffario rifiuti (MTR-2). In particolare, l'Autorità conferma la volontà di non acquiescenza alle richiamate sentenze del TAR Lombardia e propone degli aggiornamenti sui principali parametri economici in primis il tasso di inflazione.

A conclusione dei procedimenti già menzionati, nel mese di luglio 2023 ARERA ha pubblicato i seguenti provvedimenti:

- delibera **385/2023/R/rif** “Schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra enti affidanti e gestori del servizio dei rifiuti urbani” che segue (da ultimo) gli orientamenti presentati con il citato DCO 262/2023/R/rif;
- delibera **386/2023/R/rif** “Istituzione di sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani” che riprende le proposte formulate dal DCO 611/2022/R/RIF ma non conferma l'introduzione dello strumento perequativo legato alla gerarchia dei rifiuti per i conferimenti verso gli impianti (rinviato al prossimo periodo regolatorio);



- delibera **387/2023/R/rif** “Obblighi di monitoraggio e di trasparenza sull’efficienza della raccolta differenziata e sugli impianti di trattamento dei rifiuti urbani” che introduce una prima disciplina della qualità per gli impianti, a valere sia su aspetti tecnici (in particolare la gestione degli scarti del trattamento) e contrattuali/commerciali (gestione dei reclami e delle richieste scritte da parte degli utenti, monitoraggio delle interruzioni del servizio) rispetto alla quale la Società ha adottato apposite misure di compliance a livello di raccolta e registrazione delle informazioni e adeguamenti dei contratti e del sito internet; pur prevedendo primi obblighi di monitoraggio e comunicazione, il provvedimento non introduce gli standard di servizio correlati a meccanismi di premi e penalità che erano stati preannunciati dal DCO 214/2023/R/rif;
- delibera **389/2023/R/rif** “Aggiornamento biennale (2024-2025) del metodo tariffario rifiuti (MTR-2)” con il quale, in linea con le proposte del DCO 275/2023/R/rif, provvede a confermare e aggiornare (con particolare riferimento ai parametri economici e ai tassi di inflazione interni al metodo) l’impianto generale relativo alla definizione delle tariffe di accesso agli impianti ex delibera 363/2021/R/rif e nello specifico l’aggiornamento della predisposizione tariffaria per il biennio 2024-2025 (sulla base dei dati aggiornati relativi al biennio 2022-2023) entro il 30 aprile 2024. Con la delibera 465/2023/R/rif ARERA ha successivamente confermato le disposizioni inserite in ottemperanza della sentenza n. 7196/23 del Consiglio di Stato e relative allo scomputo dal riconoscimento tariffario per le gestioni integrate di costi/ricavi attribuibili alle attività di prepulizia, preselezione o pretrattamento degli imballaggi plastici provenienti dalla raccolta differenziata.

Nel corso del mese di dicembre 2023, le **Sentenze del Consiglio di Stato, Sezione Seconda, nn. 10548, 10550, 10734, 10775** hanno respinto il ricorso in appello di ARERA confermando le motivazioni già espresse dal TAR Lombardia che aveva ritenuto illegittima la classificazione degli impianti prevista dal MTR-2, in quanto la materia rientra nelle competenze programmatiche spettanti allo Stato. Con la delibera **7/2024/R/rif** e la **72/2024/R/rif** ARERA ha quindi provveduto ad ottemperare a tali pronunce, confermando la regolazione tariffaria per gli impianti “minimi” a decorrere dal biennio 2024-2025 (come aggiornata dalla delibera 389/2023/R/rif e dalla delibera 7/2024/R/rif per quanto concerne i riferimenti temporali e il nuovo tasso di remunerazione degli investimenti – WACC – aumentato dal 6% al 6,6%). La conferma dell’impostazione degli impianti “minimi” trova ora il presupposto nei criteri nel frattempo individuati dal PNGR (DM 24 giugno 2022, n. 257).

Inoltre, con la delibera **27/2024/R/rif** ARERA ha avviato il procedimento per la definizione di direttive per la separazione contabile e amministrativa nel settore dei rifiuti urbani, con l’obiettivo di applicare la disciplina a partire dal prossimo periodo regolatorio dal 2026.

Infine, ARERA con la determina n. 2 del 16 aprile 2024 ha approvato gli schemi tipo degli atti costituenti la proposta tariffaria per il biennio 2024-2025 e delle modalità operative per la relativa trasmissione all’Autorità, nonché ha fornito chiarimenti su aspetti applicativi della disciplina tariffaria di accesso agli impianti di trattamento, ai sensi delle deliberazioni 363/2021/R/rif, 7/2024/R/rif e 72/2024/R/rif.

SCENARIO DI RIFERIMENTO PER GLI ASPETTI ESG (ENVIRONMENTAL, SOCIAL, GOVERNANCE)

Lo sviluppo sostenibile

Il 2024 si è caratterizzato per la realizzazione di diverse iniziative da parte dell’Unione Europea che, in un contesto politico influenzato dal periodo conclusivo della legislatura, hanno consolidato la cornice di riferimento strategica e normativa nel solco del perseguimento degli obiettivi condivisi di sostenibilità delineati dal Green Deal. A tal proposito, la Commissione Europea ha recentemente proposto un investimento da €100 miliardi per sostenere la produzione di tecnologie pulite nell’UE, nell’ambito del Clean Industrial Deal. Questo investimento, in particolare, mira a rafforzare la competitività delle industrie ad alta intensità energetica, aiutandole a fronteggiare costi elevati e requisiti normativi stringenti nel mercato globale. Inoltre, la Commissione prevede la collaborazione con la Banca Europea per gli Investimenti per sviluppare schemi di garanzia che riducano i costi dei contratti a lungo termine per l’energia rinnovabile e supportino i produttori di reti elettriche. È stata anche proposta la creazione di un Centro UE per le Materie Prime Critiche, volto all’acquisto di metalli e minerali essenziali per la transizione energetica.

Come noto, dal 1° gennaio 2024 si applica la Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), che rinnova profondamente la reportistica di sostenibilità delle imprese, ampliando il numero di soggetti coinvolti e introducendo nuovi standard per la rendicontazione degli impatti ESG (Environmental, Social, Governance). La CSRD rafforza la correlazione tra l’informativa non finanziaria e quella economico-finanziaria, imponendo obblighi più stringenti in termini di trasparenza e verificabilità delle informazioni, con l’obiettivo di rendere il mercato europeo più sostenibile e resiliente. In tale contesto, è rilevante anche l’adozione del Regolamento UE 2023/2772, che stabilisce criteri specifici per la divulgazione delle informazioni sulla sostenibilità.

Nel quadro invece del piano d’azione inquinamento zero per aria, acqua e suolo, troviamo le proposte di direttive in merito al trattamento delle acque reflue urbane e sulla protezione delle acque superficiali e sotterranee, in piena sinergia e coerenza, inoltre, con la recente revisione della direttiva sull’acqua potabile. Di rilievo è inoltre l’approvazione della cosiddetta legge sul ripristino della Natura che mira a reintegrare, dal 2030, e stabilendo obiettivi e obblighi giuridicamente vincolanti specifici, la qualità naturale diversi ecosistemi, dalle foreste agli ecosistemi marini, nonché gli ambiti agricoli e urbani. In base alle nuove norme, gli Stati membri saranno tenuti a elaborare e presentare alla Commissione piani nazionali di ripristino. In linea con queste evoluzioni, il 5 marzo 2024, Acea ha presentato il suo nuovo Piano Industriale 2024-2028, denominato “Green Diligent Growth”, in cui tutte le dimensioni dello sviluppo sostenibile (ambientale, sociale e governance), dagli obiettivi assunti in sede SBTi, alla nuova politica per i diritti umani, dall’impegno per promuovere le performance di sostenibilità lungo la catena di fornitura, allo sviluppo su linee di finanziamento ESG, rivestono un ruolo abilitante per perseguire la propria missione di operatore di infrastrutture sostenibili (per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo “La strategia di sostenibilità”).

La legislazione nei mercati di riferimento, a livello locale, nazionale e sovra-nazionale

Il contesto normativo di riferimento per il Gruppo Acea è ampio ed articolato in funzione della specificità dei business gestiti e della varietà degli ambiti su cui intervengono le discipline normative e regolatorie che incidono sull’operatività aziendale.

Nel settore idrico, di rilevante interesse l’entrata in vigore del Re-

golamento sul Riuso (EU) 2020/741, il 26 giugno 2023 e il relativo atto delegato, Regolamento 2024/1765 (UE), entrato in vigore lo scorso 10 luglio, che detta le specifiche tecniche per il riutilizzo delle acque ad uso agricolo, nonché la Direttiva (UE) 2024/3019 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 novembre 2024, concernente il trattamento delle acque reflue urbane. Con tale Direttiva sono state adottate nuove norme per un trattamento più efficiente prevedendo la copertura di un maggior numero di agglomerati e inquinanti.

Da segnalare, in tema di normativa interna, il DL 89/2024 (Decreto Infrastrutture) che interviene anche in maniera specifica sull'opera di rifacimento del tronco superiore del Peschiera, prevedendo un ulteriore finanziamento pubblico.

Vi è poi il DL Coesione (DL 60/2024 convertito dalla legge 95/24) in materia di utilizzo delle risorse delle politiche di coesione europea 2021-2027, con l'obiettivo prioritario di accelerare la realizzazione delle azioni dei programmi ricadenti nei settori strategici tra cui il settore idrico e l'istituzione della Cabina di Regia per il FSC.

Con il nuovo Piano per interventi settore idrico (PNISSI) è stato dato via libera dal MIT a 418 interventi per €12 miliardi. Il DPCM PNISSI, Pubblicato in GU il 27 dicembre 2024, reca l'adozione del PNISSI, per la pianificazione degli interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico. Confluiscono inoltre all'interno del piano diversi attuativi adottati per il finanziamento dei predetti interventi, tra cui il Piano Straordinario invasi e lo Stralcio riguardante la sezione Acquedotti.

Inoltre, con il DL Agricoltura DL 63/2024, convertito dalla legge 101/2024 (art. 11), si prevedono misure urgenti per il contrasto della scarsità idrica, oltre al finanziamento dei primi interventi urgenti. Nella stessa direzione, il 31 dicembre 2024 è entrato in vigore DL Emergenze PNRR con il quale si introducono misure urgenti per il contrasto della scarsità idrica, per il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche. Il 16 dicembre è stata pubblicata la legge di conversione del DL Ambiente che include disposizioni per la tutela ambientale del Paese, la semplificazione dei procedimenti autorizzativi e l'economia circolare.

Sulla promozione dell'uso delle rinnovabili rilevano vari provvedimenti qui di seguito indicati:

- il DM Aree Idonee (DM Ambiente 21 giugno 2024) che disciplina l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili per raggiungere gli obiettivi fissati dal PNIEC e dal pacchetto "Fit for 55%" anche alla luce del "REpowerEU" in linea con il principio di neutralità tecnologica;
- il DM FER2 (DM 19 giugno 2024) sulla produzione di energia elettrica da impianti FER innovativi o con costi di generazione elevati attraverso un sistema di incentivi;
- il Decreto CER (decreto MASE del 7 dicembre 2023, n. 414) che introduce le nuove modalità di incentivazione per sostenere l'energia da fonte rinnovabile prodotta in configurazioni di auto-consumo;
- Il D.Lgs. Riordino FER – Pubblicato in GU il 12 dicembre, ed in vigore dal 30 dicembre 2024. Il provvedimento regola i regimi autorizzatori per la realizzazione degli impianti FER, ovvero l'attività libera, la PAS e la AU. Inoltre, a seguito dell'esame parlamentare, è stata introdotta una normativa specifica per le zone di accelerazione, disciplinando i regimi autorizzatori applicabili agli impianti situati in queste aree, nonché una clausola di salvaguardia. DM MASE Ammissione settore agevolazioni energivori – Pubblicato il 27 novembre 2024 ed in vigore dal giorno successivo, reca i termini e le modalità per la presentazio-

ne della proposta di ammissione di un settore o sottosettore al regime di agevolazioni per gli energivori. In particolare, dispone che la predetta proposta possa essere presentata alla DG Domanda ed efficienza energetica del MASE dai seguenti soggetti: Impresa dotata dei requisiti di consumo e che, secondo i criteri di ARERA, opera in uno dei settori o sottosettori non inclusi nell'Allegato 1 alle Linee Guida CE in materia di aiuti di Stato a favore dell'energia; Associazioni di categoria rappresentative dei settori o sottosettori non inclusi nel medesimo allegato; DM MASE risorse regioni installazione FER – Firmato il 4 dicembre, pubblicato sul sito del MASE il 12 febbraio ed entrato in vigore il giorno successivo. Attuativo dell'art. 4 del DL 181/2023 (cd. DL "Sicurezza energetica"), prevede la destinazione di una quota dei proventi delle aste ETS per alimentare un fondo con finalità di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale, da ripartire tra le regioni per l'adozione di misure per la decarbonizzazione, promozione dello sviluppo sostenibile, accelerazione e digitalizzazione degli iter autorizzativi delle FER.

In ambito europeo risultano di rilevante interesse i seguenti atti normativi:

- Direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica le direttive (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione;
- Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica i regolamenti (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione.

In materia di ambiente si segnalano l'aggiornamento delle regole Eow del Ministero dell'Ambiente per la cessazione della qualifica di rifiuto dei rifiuti inerti da costruzione e demolizione, nonché, sempre in tema, l'aggiornamento del Protocollo UE per la gestione dei rifiuti da costruzione e demolizione. Meritano poi menzione, sempre a livello nazionale, le nuove regole sul mercato di scambio delle quote di emissione di gas serra (Emission trading system).

A livello di normativa UE, va sottolineata l'entrata in operatività del regolamento 2024/1991 sul "ripristino della natura" che introduce per gli Stati membri una serie di nuovi obiettivi per attuare il ripristino del buono stato degli habitat terrestri, marini, urbani, forestali e agricoli che risultano degradati. Va inoltre sottolineato l'avvio di una procedura di infrazione contro l'Italia per il non corretto recepimento della direttiva 2018/851/UE sui rifiuti; con riguardo alla responsabilità estesa del produttore, alla garanzia di un riciclaggio di alta qualità, alla raccolta differenziata dei rifiuti pericolosi e all'attuazione di un sistema elettronico di tracciabilità.

Cambiamento climatico

La sensibilità all'evolversi del cambiamento climatico ed ai suoi effetti sui business gestiti è tema ormai consolidato a livello internazionale che si riflette anche in una maggiore richiesta di informativa nella relazione finanziaria annuale. In particolare l'ESMA, nelle sue European Common Enforcement Priorities, ha evidenziato che gli emittenti debbano considerare nella preparazione dei bilanci IFRS i rischi climatici nella misura in cui i medesimi siano rilevanti a prescindere dal fatto che detti rischi siano o meno esplicitamente previsti dagli standard contabili di riferimento.

Il Gruppo Acea descrive le proprie considerazioni in merito alle azioni riconducibili alla mitigazione degli effetti del cambiamento climatico così come all'adattamento al cambiamento climatico nel paragrafo di sostenibilità in base a quanto disposto dalla Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD).



Il Gruppo Acea ha sviluppato una strategia climatica integrata che si pone principalmente di contribuire agli obiettivi di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici tramite rilevanti investimenti per aumentare la resilienza e la sicurezza delle infrastrutture, aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili, migliorare l'efficienza energetica e ridurre le emissioni di gas climalteranti. Gli obiettivi sono formalizzati nel Piano di Sostenibilità 2024-2028 di Gruppo che prevede circa €5,4 miliardi per interventi correlati a target di sostenibilità ambientali.

La strategia di sostenibilità e il piano di azione definito integrano, inoltre, le risultanze delle analisi dei rischi climatici condotte attraverso l'applicazione del framework dell'International Sustainability Board (ISSB) e della metodologia di Enterprise Risk Management (ERM) del Gruppo. Tale analisi è finalizzata a identificare i rischi fisici, legati agli eventi meteorologici estremi e ai cambiamenti climatici a lungo termine che possono impattare le infrastrutture e le operazioni aziendali, e i rischi di transizione, connessi all'evoluzione del quadro normativo, ai cambiamenti nelle preferenze dei consumatori e all'adozione di nuove tecnologie a basse emissioni di carbonio.

Nella definizione e attuazione della propria strategia, Acea svolge una costante attività di coinvolgimento degli stakeholder, istituzioni e comunità locali promuovendo programmi di sensibilizzazione e formazione per diffondere una cultura della sostenibilità, collaborando con enti di ricerca per lo sviluppo di soluzioni innovative e partecipando a tavoli di lavoro nazionali e internazionali per contribuire alla definizione di politiche ambientali efficaci. Grazie a questa strategia integrata, Acea si pone come un attore chiave nella transizione ecologica, dimostrando un impegno concreto nella lotta al cambiamento climatico e nella promozione di un modello di sviluppo sostenibile.

Tra gli elementi strategici che Acea pone in essere al fine di perseguire la mitigazione del rischio sui cambiamenti climatici si segnalano principalmente:

- l'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili, con particolare attenzione all'energia solare, idroelettrica ed eolica. In questo contesto, Acea ha avviato progetti di sviluppo di nuovi impianti fotovoltaici e di ammodernamento delle centrali idroelettriche esistenti, aumentando la loro efficienza e capacità produttiva. Inoltre, proseguono le attività di sviluppo di progetti per la produzione di biogas e biometano, valorizzando i rifiuti organici e i fanghi di depurazione;
- il miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti delle società del Gruppo e delle sedi, per migliorare il rendimento energetico delle proprie strutture e ridurre il consumo di risorse e le emissioni. Tra le iniziative più rilevanti vi sono l'adozione di tecnologie smart per la gestione delle reti idriche ed elettriche, l'ottimizzazione dei processi industriali e l'utilizzo di sistemi di accumulo energetico per bilanciare la domanda e l'offerta di energia;
- l'incremento della quota di energia acquistata con Garanzia d'Origine e della produzione di energia rinnovabile per autoconsumo;
- l'aumento della quantità di energia elettrica green venduta ai clienti finali e la compensazione dei volumi di gas metano venduti, tramite acquisto di crediti di carbonio volontari certificati.

Inoltre, il gruppo prosegue nel percorso di riduzione delle emissioni climalteranti con un obiettivo "Well below 2°C" in linea con le traiettorie dell'Accordo sul Clima di Parigi. Tale impegno validato da Science Based Targets initiative (SBTi) prevede obiettivi di riduzione al 2032 rispetto all'anno base 2020: riduzione del 56% dell'intensità delle emissioni dirette di Scope 1, una riduzione del 32% delle emissioni indirette di Scope 2 derivanti dall'energia acquistata, la diminuzione del 30% delle emissioni indirette di Scope 3 (emissioni indirette derivanti dalla vendita di gas). Inoltre, Acea punta a una

riduzione del 56% delle emissioni Scope 1 e Scope 3 connesse alla produzione e alla vendita di energia elettrica.

Di seguito si fornisce una sintesi delle considerazioni svolte dal management con riferimento agli aspetti ritenuti rilevanti ai fini della predisposizione del bilancio nei settori di attività in cui si opera.

Con riferimento al breve periodo, in considerazione delle analisi svolte e degli strumenti mitigativi definiti dai piani sopra richiamati, il management non rileva impatti specifici di rilevante entità derivanti da rischi legati al clima, da considerare nell'applicazione dei principi contabili o che necessitino di particolare disclosure. Tale considerazione è supportata dal costante impegno del Gruppo a perseguire l'eccellenza dell'erogazione del servizio in tutti i settori di attività serviti, questo comporta un costante impegno nello sviluppo di infrastrutture adeguate e nell'evoluzione della gestione delle medesime, con applicazione di innovazione tecnologica e digitalizzazione, nonché nella preservazione e tutela della risorsa idrica, nello sviluppo di capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nell'efficientamento energetico dei processi produttivi, nel perseguimento di un approccio all'economia circolare e nell'espletamento dei controlli riguardo le commodity fornite alla clientela.

Con riferimento al medio-lungo periodo il management, nel perseguire la definizione di aggiornati piani di sviluppo, non ravvede ulteriori considerazioni specifiche da fattorizzare nell'applicazione dei principi contabili per la predisposizione di bilancio e relative disclosure.

Si fa inoltre presente che le principali società del Gruppo già a partire dal 2020-2021 hanno avviato un processo per identificare i rischi fisici prioritari, analizzandoli attraverso scenari climatici anche in relazione ai territori in cui gli asset sussistono, con proiezioni a medio-lungo termine, inclusi gli impatti economici derivanti dall'aumento della probabilità di eventi estremi. I rischi principali identificati sono: siccità e stress idrico (per gli impianti idrici), precipitazioni estreme e esondazioni (per le reti di distribuzione di energia), e fulminazioni (per gli impianti di produzione di energia).

A titolo esemplificativo, la società areti integralmente consolidata valuta e quantifica gli effetti del cambiamento climatico (ondate di calore/siccità e allagamenti) sugli asset e gli interventi di mitigazione da mettere in campo nel Piano di Resilienza approvato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Il management ha valutato che tali investimenti non riducono o modificano l'aspettativa con riferimento ai benefici economici connessi all'utilizzo delle attività iscritte tra le immobilizzazioni materiali in quanto gli stessi hanno rilevanza regolatoria e dunque soggetti a meccanismi di ristoro specifici. Pertanto, non si è resa necessaria la rivisitazione critica della vita utile delle immobilizzazioni in bilancio.

Con specifico riferimento alla vendita di commodity, il Gruppo monitora come potenziale effetto derivante dal rischio reputazionale la vita utile della customer base e delle valutazioni di bilancio ad essa correlate.

Con riferimento all'esistenza di rischi di impairment delle attività, il management ha considerato che, sebbene le azioni di mitigazione/adattamento del rischio climatico comportino la necessità di pianificare la manutenzione/evoluzione degli impianti per garantire la qualità del servizio, la sicurezza degli asset gestiti ed il mantenimento delle prestazioni degli stessi, queste attività comunque sono considerate nell'ambito della previsione dei flussi di cassa utilizzati alla base della determinazione del value in use.

Nello specifico, si sono identificati gli impatti in termini di sensitivity analysis su CGU, società ed impianti attraverso lo sviluppo della risk analysis, considerando le principali variabili esogene impattate indirettamente dai temi climate change (quali Indice dei prezzi alla produzione, Indice dei prezzi energia, Indice dei prezzi gas) poten-

zialmente in grado di impattare le variabili economiche di interesse (EBITDA). L'andamento dei costi di acquisto delle materie prime insieme a quello dei derivati di copertura richiede un'attenta politica di monitoraggio dei fabbisogni e della copertura dei prezzi. L'andamento del costo delle commodity in derivazione degli effetti del cambiamento climatico potrebbe rendere onerosi taluni contratti di vendita. Inoltre, l'indisponibilità delle materie prime potrebbe rendere inefficaci coperture di flussi di cassa derivanti da transazioni future altamente probabili.

Infine, con particolare riferimento ai settori regolati, la presenza di rischi fisici cronici potrebbe portare ad una riduzione della qualità del servizio con conseguente sorgere di passività per penalità. Nello specifico fenomeni estremi come le alluvioni possono causare danni agli asset ed interruzioni del servizio (guasti, blackout, etc.) o, per la rete idrica, tracimazione degli scarichi collegati ai sistemi di acque reflue e torbidità delle fonti idriche. Tali ripercussioni possono influire sull'erogazione dei servizi in conformità alle leggi e regolamenti vigenti, con la conseguente possibilità di incorrere in sanzioni pecuniarie. Come precedentemente indicato, anche grazie agli interventi di mitigazione del rischio posti in essere, sono stati ipotizzati come invariati i potenziali impatti economico-finanziari associati ai rischi fisici.

Contesto geopolitico

Nel complesso, il 2024 si è caratterizzato per un quadro di crescente frammentazione economica e geopolitica, che ha imposto alle imprese un attento monitoraggio degli scenari globali e delle strategie di gestione del rischio. Sulla dinamica economica hanno influito diversi fattori di carattere geopolitico oltre che economico: il conflitto russo-ucraino, pur senza sviluppi risolutivi, ha continuato a influenzare l'economia globale, con crescenti difficoltà per l'Ucraina e un possibile riavvicinamento a soluzioni diplomatiche; anche conflitti relativamente più "nuovi," come quello tra Israele e Hamas, nel corso del 2024 ha assunto proporzioni sempre più gravi con un bilancio umanitario drammatico e il rischio di un allargamento regionale, coinvolgendo anche Hezbollah in Libano.

Ora, dopo gli shock degli ultimi anni, l'economia globale ha continuato il processo di normalizzazione, con gran parte degli squilibri che sono rientrati:

- Il 2024 ha visto un sostanziale riequilibrio nei mercati energetici: i prezzi del Brent si sono stabilizzati attorno agli 80 \$/bbl, sostenuti da una domanda più debole, in particolare dalla Cina, e da un surplus di offerta che ha controbilanciato le tensioni geopolitiche, compresi gli attacchi nel Mar Rosso da parte degli Houthi, che hanno avuto un impatto limitato sulla stabilità del commercio globale. Il Prezzo Unico Nazionale (PUN) dell'energia elettrica in Italia è sceso fino a 88 €/MWh a marzo 2024, pur rimanendo ben superiore ai livelli pre-crisi del 2019 (in cui la media si attestava a circa 52 €/MWh).
- A livello macroeconomico, il Fondo Monetario Internazionale, nel World Economic Outlook, prevede una crescita globale ancora in rallentamento, con divergenze regionali sempre più marcate: gli Stati Uniti hanno mantenuto un ritmo sostenuto grazie ai consumi interni, mentre l'Europa ha registrato una crescita più debole, e la Cina ha affrontato un rallentamento dovuto alla crisi del settore immobiliare che ha inciso negativamente sulla domanda interna.
- L'inflazione nell'Eurozona è rimasta contenuta ma con segnali di risalita, in particolare nei prezzi dell'energia, mentre l'inflazione core ha mostrato una certa stabilità (i prezzi al consumo dell'energia sono cresciuti dell'1,8% su base annua a gennaio 2025, mentre l'inflazione core è rimasta stabile al 2,7%). Le banche

centrali hanno continuato a monitorare attentamente l'andamento dell'inflazione, adottando politiche monetarie adeguate al fine di mantenere la stabilità dei prezzi.

Il contesto geopolitico e macroeconomico ha continuato a rappresentare una variabile critica per le aziende, con impatti sulle valutazioni patrimoniali e sulle strategie di bilancio. A tal proposito, il Public Statement dell'ESMA del 28 ottobre 2022, che analizzava gli effetti dell'invasione russa dell'Ucraina sulle rendicontazioni finanziarie, rimane un punto di riferimento per la valutazione dell'impairment test delle attività non finanziarie. Il cambio di approccio strategico, commerciale e finanziario delle aziende, successivo al perdurare del conflitto e all'aggravarsi del contesto geopolitico globale, ha incrementato notevolmente il rischio di impatti significativi sul valore contabile delle attività e passività di bilancio. L'ESMA raccomanda quindi alle società regolamentate di rivedere e aggiornare le assunzioni e ipotesi alla base del calcolo dei flussi prospettici, garantendo coerenza tra le strategie aziendali e le condizioni di mercato. In particolare, il valore recuperabile delle attività non finanziarie deve essere stimato considerando tutte le fonti informative, sia interne che esterne, e tenendo conto dell'aumento dell'incertezza globale. Per far fronte a tale scenario, si raccomanda l'uso di modelli previsionali basati su scenari multipli, supportati da parametri e input di stima ragionevoli e realistici, che riflettano i rischi di mercato, le tensioni geopolitiche e gli impatti dell'inflazione. Un elemento centrale del processo di impairment testing è la corretta determinazione del tasso di sconto, che deve riflettere le attuali condizioni di mercato e i rischi specifici delle attività valutate, escludendo il rischio già incluso nei flussi previsionali. L'ESMA sottolinea inoltre che l'incremento dei tassi di interesse e dell'inflazione può avere un impatto significativo sul tasso di sconto utilizzato per la stima del valore recuperabile delle attività. Di conseguenza, è fondamentale assicurare coerenza tra gli scenari macroeconomici adottati e le valutazioni di bilancio, al fine di garantire trasparenza e affidabilità nell'informativa finanziaria.

Lo sviluppo e l'innovazione tecnologica

Per Acea le collaborazioni, le partnership e i sistemi di imprese rappresentano driver fondamentali per il posizionamento ed il presidio del Gruppo nell'ecosistema dell'innovazione e per aprire nuovi canali privilegiati di accesso a idee, opportunità di business, opportunità tecnologiche, ricerca accademica e nuovi talenti.

Acea ha aderito a numerose tipologie di partnership e collaborazioni legate all'innovazione; infatti, da diversi anni il Gruppo partecipa in modo attivo nell'ecosistema dell'innovazione italiana e internazionale, scambiando best practice ed esperienze.

Si segnalano, a tal proposito, **ROAD** (Rome Advanced District) un progetto nato da un'idea di ENI, in collaborazione anche con Autostrade per l'Italia, Cisco, Ferrovie dello Stato, Bridgestone e NextChem con l'obiettivo di creare un luogo che diventi un centro di conoscenza e ricerca avanzata per sviluppare soluzioni per un futuro sostenibile; **CTE** (Casa delle Tecnologie Emergenti) di Roma, un living lab all'interno della stazione Tiburtina, realizzato da Roma Capitale con il cofinanziamento del MISE e degli altri corporate partner della CTE con l'obiettivo di supportare i nuovi attori dell'ecosistema dell'innovazione; **Zero** un acceleratore di startup nato dalla collaborazione tra la Rete Nazionale CDP Venture Capital SGR, Zest ed ELIS per supportare le migliori startup in ambito cleantech. Questa iniziativa offre alle nuove imprese non solo le competenze e gli strumenti necessari per superare le sfide del settore, ma anche la possibilità di sviluppare casi d'uso concreti, validare le loro soluzioni in contesti reali e testarle in ambienti industriali. Questo approccio accelera



il trasferimento tecnologico e ci permette anche di essere in prima linea nell'innovazione, individuando nuove opportunità di crescita per i business del Gruppo Acea. **Fondazione Rome Technopole** che rappresenta l'ecosistema di innovazione del Lazio che aggrega università, centri di ricerca, Regione Lazio, Comune di Roma, Camere di commercio, Unindustria e imprese innovative. Infine, è stato svolto con **NTT Data**, multinazionale con sede a Tokyo, un programma di Open Innovation annuale avente ad oggetto il lancio di una challenge volta a identificare soluzioni innovative per la gestione delle reti fognarie a fronte dell'imprevedibilità di eventi climatici avversi.

Lo sviluppo del personale

Le persone rappresentano per ogni organizzazione un asset fondamentale per rimanere competitivi in un contesto economico e sociale in trasformazione. Acea presta ascolto alle esigenze delle proprie persone ed elabora una People Strategy declinata in progetti e iniziative.

Acea annualmente redige un piano Equality & Care che raccoglie gli obiettivi e i relativi progetti sia in ambito diversity & inclusion sia in ambito di wellbeing e welfare aziendale. Nel corso del 2024 Acea è stata inserita dal *Financial Times* e *Statista* nella classifica dello speciale "Europe's Diversity Leaders 2024" per il quarto anno consecutivo, ha ottenuto la Certificazione *Top Employers Italia*, il riconoscimento ufficiale delle eccellenze aziendali nelle politiche e strategie HR e della loro attuazione.

In Acea è sviluppato un sistema integrato di welfare aziendale, fondato sull'ascolto dei dipendenti e dei loro fabbisogni e declinato attraverso sei pilastri fondamentali: salute, corporate wellness, family care, agevolazioni economiche, previdenza complementare e solidarietà. Numerose iniziative sono state attuate per implementare i pilastri del welfare, come, ad esempio, campagne di prevenzione sanitaria, servizi di supporto per il benessere psico-fisico e di sostegno alla genitorialità, agevolazioni economiche attraverso la sottoscrizione di diverse convenzioni corporate, partecipazione a diverse iniziative di solidarietà.

Tali tematiche vengono condivise in un Comitato Bilaterale, composto dai rappresentanti delle Società del Gruppo e delle Organizzazioni Sindacali.

Nell'ambito dei processi di formazione del Gruppo è stata costituita l'Accademy "Acea Business School" che eroga corsi in ambito manageriale, di ruolo, governance e digitale, rivolti a tutto il Gruppo e progettati con partner qualificati (Università, Business School, Centri di ricerca, ecc.). È stato avviato, in particolare, un percorso di 8 webinar "Connessioni future" dedicato ad approfondire l'applicazione dell'intelligenza artificiale al Gruppo e la correlazione con l'evoluzione della leadership e del mindset organizzativo. I primi 4 webinar erogati nel 2024 hanno coinvolto oltre 5.000 partecipanti di tutte le società del Gruppo. L'alto interesse ha permesso di lanciare un progetto di learning community dedicato all'intelligenza artificiale, per sperimentarne concretamente nei processi aziendali, e denominata LIA (Laboratorio Intelligenza Artificiale).

Il Gruppo Acea si è inoltre aggiudicato un bando pubblico per progetti a favore della maternità e che pertanto saranno finanziati nuovi servizi che supporteranno le lavoratrici donne nella fase della maternità, per un efficace supporto e reintegrazione nell'ambito lavorativo. Inoltre, è stato sottoscritto il codice di Autodisciplina nel quale il Gruppo Acea conferma il suo impegno nella promozione di un ambiente di lavoro equo e sostenibile, valorizzando il contributo delle donne lavoratrici e supportando le loro necessità durante le diverse fasi di vita, con particolare attenzione al periodo della maternità. Il Gruppo Acea è, infatti, da sempre impegnato nell'attuazione di politiche di welfare e nel rafforzamento delle iniziative a favore

delle madri lavoratrici anche attraverso l'adozione della "Carta della Persona e della Partecipazione" e della certificazione UNI/PDR 125:2022 nel 2022, rinnovata per l'anno 2024.

La gestione sostenibile della catena di fornitura

Acea, consapevole del contributo positivo che una gestione sostenibile della catena di fornitura può offrire alla tutela dell'equilibrio ambientale, si impegna nel definire modalità d'acquisto che includano caratteristiche intrinseche dei prodotti e aspetti di processo che limitino l'impatto ambientale e favoriscano l'attivazione di iniziative mirate alla minimizzazione degli sprechi, al riutilizzo delle risorse e alla tutela degli aspetti sociali coinvolti negli appalti di beni, servizi e lavori. Nell'affrontare tale percorso, in tema di green procurement, Acea si avvale da diversi anni dell'utilizzo dei Criteri Ambientali Minimi vigenti, contemplando nelle proprie gare d'appalto anche aspetti premianti, non obbligatori.

Acea da sempre è al servizio del territorio e del cittadino e tiene in grande considerazione il confronto con la catena di fornitura per essere sempre più efficiente nelle risposte alle sollecitazioni che provengono dal territorio.

La nascita di una filiera sostenibile dipende dall'autocontrollo di ciascuna impresa, ma anche da accordi tra tutti i membri della filiera. Una collaborazione che consente di avere rapporti più trasparenti e chiari che contribuiscono alla creazione di valore condiviso attraverso:

- Valutazione Ecovadis;
- Acquisti verdi;
- Due Diligence reputazionali;
- Sistemi di Gestione - Verifiche sulla Catena di Fornitura;
- Vendor rating;
- Sostenibilità e sicurezza;
- Valutazione rischio cyber.

La salute e sicurezza sui luoghi di lavoro

Acea realizza costanti campagne di sensibilizzazione sul tema, con l'obiettivo di incidere profondamente sulla diffusione capillare della cultura della sicurezza, coinvolgendo la totalità delle proprie persone. Ha adottato un avanzato modello di valutazione dei rischi e delle misure di controllo e mitigazione messe in atto. Altrettante iniziative di sensibilizzazione e coinvolgimento circa i temi su esposti riguardano appaltatori e sub appaltatori di Acea, partner fondamentali per la realizzazione dei business lungo la catena del valore.

La sicurezza vista come strategia, e non solo come compliance, si basa sulla possibilità di misurare e monitorare i risultati in un approccio manageriale. Acea, nell'ambito del percorso di miglioramento continuo che ha intrapreso, orientato alla prevenzione e riduzione del fenomeno infortunistico, mette a disposizione di tutte le proprie persone uno strumento valido ed efficace ai fini di una partecipazione attiva all'analisi dell'andamento degli indicatori; tale aspetto è spesso considerato rivelatore del livello di maturità della cultura della sicurezza e della cultura del miglioramento in un'organizzazione. Azioni di miglioramento basate sulla constatazione che vi sono margini da perseguire (ad es. azioni per ridurre l'incidenza di alcuni tipi di infortunio) ed azioni di consolidamento (ad es. mantenimento risultati positivi, crescita della resilienza organizzativa) rappresentano il naturale percorso del miglioramento continuo in materia di salute e sicurezza sul lavoro.

CONTRIBUTI PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA

Come noto, il Gruppo Acea è chiamato a svolgere un ruolo fondamentale per la crescita del Paese anche rispetto alla definizione ed all'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) è il pacchetto di investimenti e riforme predisposto dal Governo italiano e presentato alla Commissione Europea per beneficiare del sostegno previsto dalla *Recovery and Resilience Facility* (RRF), istituita con Regolamento UE 2021/241 come nuovo strumento finanziario per supportare la ripresa negli Stati membri.

Ad oggi, l'Italia è il Paese che ha ricevuto la dotazione maggiore per il PNRR, con l'approvazione da parte del Consiglio dell'Unione Europea (Decisione di esecuzione 10160/21 del 13/07/2021) di uno stanziamento complessivo di €191,5 miliardi. Per ciascun investimento e riforma sono stati definiti precisi obiettivi e traguardi il cui conseguimento è condizione imprescindibile per l'erogazione delle risorse. Il PNRR originario prevede che il 40% delle risorse siano destinate alle regioni del Mezzogiorno, che il 37% sia indirizzato ad interventi per la transizione ecologica ed il 25% per la transizione digitale. Nell'allegato alla decisione sono stati definiti per ciascun investimento e riforma precisi obiettivi e traguardi il cui conseguimento è necessario per l'erogazione delle risorse. Tale conseguimento è cadenzato su base semestrale dal secondo semestre 2021 al 30 giugno 2026.

Lo scorso 8 dicembre 2023 è stata approvata la revisione del PNRR italiano (Decisione di Esecuzione n. 16051/23) con l'aggiunta del capitolo dedicato al REpowerEU per superare la crisi energetica e le tensioni geopolitiche generate dalla guerra in Ucraina. Così come

rimodulato il Piano ammonta a €194,4 miliardi e comprende n. 66 riforme e n. 150 investimenti che si articolano in n. 618 traguardi e obiettivi. In tal senso, il 39% delle risorse dovrà essere indirizzato ad interventi destinati per la transizione ecologica. Allo stato attuale sono stati allocati €71,78 miliardi in sovvenzioni e €122,60 miliardi in prestiti.

Nel corso del 2024 il PNRR è stato ulteriormente modificato, da ultimo con la Decisione del Consiglio dell'Unione Europea (15114/24) adottata il 18 novembre 2024 al fine di adeguare il Piano a nuove necessità attuative.

Nel corso degli ultimi tre anni, il Gruppo Acea ha ottenuto contributi a fondo perduto nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), finalizzati al sostegno degli investimenti e delle iniziative strategiche previste dal piano stesso.

In questo scenario le società del Gruppo Acea hanno beneficiato di risorse erogate nell'ambito delle misure del PNRR per complessivi 0,89 €mld, di cui:

- €0,70 miliardi di cui €0,55 miliardi per le infrastrutture idriche (M2-C4-I4.1 e M2-C4-I4.2) e €0,15 miliardi per fognatura e depurazione (M2-C4-I4.4);
- €0,174 miliardi per progetti di resilienza delle reti elettriche (M2-C2-I2.1) e smart grid (M2-C2-I2.2).

L'erogazione dei contributi PNRR è subordinata al rispetto di specifiche condizioni stabilite dalle autorità competenti, tra cui:

- il raggiungimento degli obiettivi previsti dal progetto finanziato;
- l'obbligo di rendicontazione periodica delle spese sostenute.

Il gruppo Acea conferma il rispetto degli obblighi previsti e continua a monitorare attentamente l'evoluzione normativa e amministrativa relativa all'attuazione del PNRR, al fine di garantire la corretta gestione e rendicontazione delle risorse ricevute.



Aree industriali

I macrosettori in cui opera Acea sono articolati nelle aree industriali di seguito elencate: Acqua, Reti e Illuminazione Pubblica, Ambiente, Produzione, Commerciale ed Engineering & Infrastructure Projects.



ACQUA

Servizio Idrico Integrato nel territorio italiano
Distribuzione **gas**
Sviluppo iniziative al di fuori del territorio italiano



RETI E ILLUMINAZIONE PUBBLICA

Distribuzione e misura
Illuminazione Pubblica



AMBIENTE

Gestione **fanghi**
Trattamento, recupero, valorizzazione
e smaltimento dei **rifiuti**
Gestione delle **plastiche da riciclo**



PRODUZIONE

Generazione elettrica
Cogenerazione
Fotovoltaico



COMMERCIALE

Energy management
Vendita di energia elettrica e gas
Energy efficiency su clienti domestici



ENGINEERING & INFRASTRUCTURE PROJECTS

Analisi di **laboratorio**
Ingegneria & consulenza

Andamento delle Aree di attività

RISULTATI ECONOMICI PER AREA DI ATTIVITÀ

La rappresentazione dei risultati per area è fatta in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo negli esercizi posti a confronto nonché nel rispetto del principio contabile IFRS8. Si fa presente che tra i ricavi è incluso

il risultato sintetico delle partecipazioni (di natura non finanziaria) consolidate con il metodo del patrimonio netto, mentre l'Area Acqua comprende anche i bilanci delle società operanti nella distribuzione del gas ed ASM Terni.

€ milioni	31/12/2024									
	Acqua	Acqua (Estero)	Reti e Illuminazione Pubblica	Ambiente	Produzione	Commerciale	Engineering & Infrastructure Projects	Corporate	Elisioni di consolidato	Totale di consolidato
Ricavi	1.565	89	710	305	101	1.906	133	148	(671)	4.286
Costi	741	54	276	237	60	1.708	122	201	(671)	2.729
Margine operativo lordo	824	35	434	68	41	198	11	(53)	0	1.557
Ammortamenti e perdite di valore	449	16	168	71	25	75	13	38	0	854
Risultato operativo	375	19	266	(4)	16	123	(2)	(91)	0	703
Investimenti	895	9	316	100	26	67	5	20	0	1.439

€ milioni	31/12/2023									
	Acqua	Acqua (Estero)	Reti e Illuminazione Pubblica	Ambiente	Produzione	Commerciale	Engineering & Infrastructure Projects	Corporate	Elisioni di consolidato	Totale di consolidato
Ricavi	1.494	97	628	334	131	2.483	95	145	(764)	4.644
Costi	750	61	253	250	77	2.354	86	187	(764)	3.253
Margine operativo lordo	744	36	375	84	54	129	10	(42)	0	1.391
Ammortamenti e perdite di valore	419	15	154	59	20	70	8	34	0	779
Risultato operativo	325	21	221	25	34	59	2	(75)	0	612
Investimenti	682	6	300	39	41	50	5	20	0	1.143



ACQUA

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2024	2023	Variazione	Variazione %
Volumi acqua	Mm ³	517,7	517,1	0,6	0,1%
Energia consumata	GWh	760,6	730,6	30,1	4,1%
Fanghi smaltiti	kt	162,3	185,9	(23,6)	(12,7%)

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Ricavi	1.564,5	1.493,7	70,8	4,7%
Costi	740,7	749,8	(9,0)	(1,2%)
Margine operativo lordo	823,8	743,9	79,9	10,7%
Risultato operativo	374,9	325,0	49,9	15,4%
Dipendenti medi	3.866	3.969	(102)	(2,6%)
Investimenti	895,4	682,4	213,0	31,2%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Acqua	823,8	743,9	79,9	10,7%
Margine operativo lordo Gruppo	1.556,8	1.390,9	166,0	11,9%
Peso percentuale	52,9%	53,5%	(0,6 p.p.)	

Il Margine operativo lordo (EBITDA) dell'Area si attesta al 31 dicembre 2024 a €823,8 milioni e registra un incremento di €79,9 milioni rispetto al 31 dicembre 2023 (+10,7%). La variazione in aumento deriva in prevalenza delle approvazioni tariffarie (+€107,0 milioni), specie per Acea Ato2 (+€66,2 milioni) e GORI (+€25,1 milioni), al netto delle componenti a copertura dei costi passanti a seguito del recepimento dell'aggiornamento tariffario conseguente l'introduzione del Metodo Tariffario Idrico per il IV ciclo regolatorio (MTI-4) 2024-2029, in particolare per Acea Ato2 approvato dalla Conferenza dei Sindaci in data 5 agosto 2024 e in via definita da ARERA con Deliberazione 381/2024/R/idr del 24 settembre 2024. La significativa variazione di tali ricavi rispetto all'anno precedente è determinata sia dall'aggiornamento dei parametri finanziari

(WACC, inflazione e deflatori), sia della fisiologica crescita organica trainata principalmente dagli investimenti effettuati (componente capex della tariffa). Compensa tale incremento la riduzione registrata in relazione ad Acquedotto del Fiora a seguito del deconsolidamento avvenuto a far data primo ottobre 2024 (-€17,7 milioni) e il minor contributo delle società valutate secondo il metodo patrimonio netto (-€7,5 milioni). Quest'ultima variazione risulta influenzata dalla svalutazione della società DropMI in liquidazione (-€5,5 milioni) e dal minore contributo di Publiacqua (-€5,6 milioni) per effetto dei minori ricavi di SII (componente Capex e FoNI) compensata dal miglior risultato di Umbra Acque (+€2,1 milioni) e Acque (+€1,0 milioni). Di seguito si rappresenta in dettaglio il contributo all'EBITDA delle società valutate a patrimonio netto:

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Publiacqua	3,7	9,3	(5,6)	(60,0%)
Gruppo Acque	8,4	7,4	1,0	13,1%
Umbra Acque	5,0	2,9	2,1	72,9%
Nuove Acque e Intesa Aretina	0,9	0,5	0,3	61,0%
Geal	0,8	0,9	(0,2)	(17,8%)
Umbria Distribuzione Gas	(0,4)	0,1	(0,5)	n.s.
DropMi in liquidazione e Aqua lot in liquidazione	(5,6)	(0,1)	(5,5)	n.s.
Acquedotto del Fiora	0,9	0,0	0,9	n.s.
Totale	13,6	21,1	(7,5)	(35,5%)

La quantificazione dei ricavi derivanti dalla gestione del servizio idrico integrato è conseguenza dell'applicazione del metodo tariffario idrico relativo al quarto periodo regolatorio (MTI-4), così come approvato dall'Autorità (ARERA) con delibera 639/2023/R/idr di dicembre 2023 e tenuto conto delle approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2024-2029 intervenute. Per maggiori informazioni si rinvia a quanto rappresentato nell'apposito paragrafo sull'informativa ai servizi in concessione.

L'organico medio al 31 dicembre 2024 pari a 3.866 unità si riduce rispetto al 31 dicembre 2023 di 102 unità, principalmente imputabili ad **Acquedotto del Fiora** come conseguenza del deconsolidamento.

Gli investimenti dell'Area si attestano a €895,4 milioni con un incremento di €213,0 milioni rispetto al precedente esercizio in pre-

valenza per i maggiori investimenti finanziati (+€117,0 milioni) e in parte per gli anticipi su appalti. Gli investimenti si riferiscono principalmente agli interventi di manutenzione straordinaria, rifacimento, ammodernamento e ampliamento degli impianti e delle reti, alla bonifica e all'ampliamento delle condotte idriche e fognarie dei vari Comuni e agli interventi sui depuratori e agli impianti di trasporto (adduttrici ed alimentatrici).

Ricavi da Servizio Idrico Integrato

La tabella che segue indica, per ciascuna Società dell'Area Acqua, l'importo dei ricavi del 2024 valorizzati sulla base del Metodo Tariffario MTI-4; i dati sono comprensivi anche dei conguagli delle partite passanti e della componente FoNI.

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	Ricavi da SII	FoNI	% partecipazione diretta
Acea Ato2	819,3	FNI = 30,8 AMMFoNI = 10,8	96,5%
Acea Ato5	90,8	FNI = 0,5 AMMFoNI = 4,4	98,5%
GORI	258,5	-	37,1%
Acque*	76,4	-	45,0%
Publiacqua*	105,9	FNI = 16,7	40,0%
Acquedotto del Fiora	89,4	AMMFoNI = 10,3	40,0%
Gesesa	15,2	-	57,9%
Nuove Acque*	9,4	FNI = 0,3 AMMFoNI = 1,0	16,2%
Geal*	10,3	AMMFoNI = 0,8	48,0%
Acea Molise	6,0	-	100,0%
SII	51,0	-	43,0%
Umbra Acque*	38,0	AMMFoNI = 2,6	40,0%

* valori pro quota



ACQUA (ESTERO)

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2024	2023	Variazione	Variazione %
Volumi acqua	Mm ³	46,2	46,6	(0,4)	(0,9%)
Volumi immessi in rete	Mm ³	80,5	77,8	2,7	3,5%
Numero di clienti (utenze servite)	n.	126.291	124.384	1.907	1,5%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Ricavi	88,8	96,7	(7,9)	(8,1%)
Costi	53,6	61,0	(7,4)	(12,1%)
Margine operativo lordo	35,2	35,7	(0,5)	(1,4%)
Risultato operativo	19,4	20,9	(1,5)	(7,2%)
Dipendenti medi	1.498	2.478	(980)	(39,5%)
Investimenti	8,5	5,7	2,8	49,1%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Acqua (Estero)	35,2	35,7	(0,5)	(1,4%)
Margine operativo lordo Gruppo	1.556,8	1.390,9	166,0	11,9%
Peso percentuale	2,3%	2,6%	(0,3 p.p.)	

L'Area comprende attualmente le società che gestiscono il servizio idrico in America Latina e chiude il 2024 con un Margine operativo lordo (EBITDA) di €35,2 milioni, in lieve riduzione rispetto al 31 dicembre 2023 per €0,5 milioni, in prevalenza per via dei minori margini di **Acea Dominicana** (-€1,3 milioni) influenzati dal termine di un contratto con un cliente significativo a settembre 2023, compensati in parte dalle migliori performance di **Consorcio Acea Lima Norte** conseguenza dell'adeguamento prezzo riconosciuto a livello contrattuale sulla componente inflattiva.

L'organico medio al 31 dicembre 2024 si attesta a 1.498 unità e risulta in riduzione rispetto al 31 dicembre 2023 di 980 unità, in

prevalenza come conseguenza della scadenza del contratto triennale per la gestione delle stazioni di pompaggio acqua potabile di Lima gestite dal **Consorcio Acea** (-904 unità) e **Acea Dominicana** (-79 unità) per il termine del contratto con un cliente significativo come in precedenza descritto.

Gli investimenti del periodo si attestano ad €8,5 milioni in aumento rispetto al precedente esercizio (+€2,8 milioni) e risultano quasi interamente riferibili agli investimenti effettuati da **Aguas de San Pedro** in relazione alla gestione del servizio idrico integrato della città di San Pedro Sula, in Honduras.

RETI & SMART CITIES

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2024	2023	Variazione	Variazione %
Energia elettrica distribuita	GWh	9.240,4	9.049,9	190,5	2,1%
N. clienti	n./1.000	1.669	1.662	7	0,4%
Km di rete (MT/BT)	km	32.404	32.144	260	0,8%
Gruppi di misura 2G	n.	446.351	333.664	112.687	33,8%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Ricavi	709,8	628,4	81,4	13,0%
Costi	276,1	253,0	23,1	9,1%
Margine operativo lordo	433,7	375,4	58,3	15,5%
Risultato operativo	266,1	221,5	44,7	20,2%
Dipendenti medi	1.238	1.269	(31)	(2,5%)
Investimenti	315,7	299,6	16,2	5,4%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Reti e Illuminazione Pubblica	433,7	375,4	58,3	15,5%
Margine operativo lordo Gruppo	1.556,8	1.390,9	166,0	11,9%
Peso percentuale	27,9%	27,0%	0,9 p.p.	

Il Margine operativo lordo (EBITDA) dell'Area al 31 dicembre 2024 si è attestato a €433,7 milioni e registra un incremento di €58,3 milioni rispetto al 31 dicembre 2023. L'EBITDA di **areti** risulta in aumento per €59,8 milioni come conseguenza della crescita delle tariffe regolate (+€70,0 milioni) in prevalenza per effetto della variazione favorevole del WACC e del deflatore (+€58,1 milioni) nonché dall'incremento del valore di RAB (+€14,1 milioni); compensano in parte tale incremento i maggiori costi operativi (+€6,7 milioni) in prevalenza costi del personale, i minori ricavi derivanti dal piano resilienza (-€4,9 milioni) e dismissioni di asset (-€4,0 milioni). Al 31 dicembre 2024 **areti** ha distribuito ai clienti finali 9.240 GWh di energia elettrica, in aumento rispetto al precedente esercizio.

Il Margine operativo lordo (EBITDA) della **pubblica illuminazione**, per la gestione del servizio di pubblica illuminazione nel Comune di Roma, registra un peggioramento di €1,5 milioni in conseguenza delle minori attività di manutenzione extra ordinaria.

L'organico medio presenta una riduzione rispetto al precedente esercizio per 31 unità.

Gli investimenti si attestano a €315,7 milioni, registrano un incremento pari ad €16,2 milioni rispetto al precedente esercizio. Gli investimenti effettuati si riferiscono per la maggior parte ad **areti** e sono dovuti principalmente all'ampliamento e potenziamento della rete AT, MT e BT, alla sostituzione massiva dei gruppi di misura 2G, agli interventi sulle cabine primarie e secondarie e sui contatori e agli apparati di telecontrollo nell'ambito dei progetti di "Adeguatezza e Sicurezza" della rete e di "Innovazione e Digitalizzazione"; tutto in ottica del miglioramento della qualità del servizio e dell'incremento della resilienza. Gli investimenti immateriali si riferiscono ai progetti di reingegnerizzazione dei sistemi informativi e commerciali. Il settore della **pubblica illuminazione** contribuisce per €1,8 milioni.



AMBIENTE

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2024	2023	Variazione	Variazione %
Conferimenti a WTE	kt	358,4	375,9	(17,5)	(4,7%)
Rifiuti in TMB e discarica	kt	445,0	474,0	(29,0)	(6,1%)
Conferimenti in impianti di compostaggio	kt	159,1	156,5	2,7	1,7%
Conferimenti in impianti di selezione	kt	336,9	339,2	(2,3)	(0,7%)
Rifiuti intermediati	kt	154,2	151,0	3,2	2,1%
Liquidi trattati presso impianti	kt	264,0	310,1	(46,1)	(14,9%)
Rifiuti prodotti	kt	460,4	484,3	(24,0)	(4,9%)
Energia elettrica ceduta netta WTE	GWh	253,7	278,3	(24,6)	(8,9%)

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Ricavi	305,2	334,3	(29,0)	(8,7%)
Costi	237,3	249,9	(12,6)	(5,0%)
Margine operativo lordo	67,9	84,4	(16,4)	(19,5%)
Risultato operativo	(3,5)	25,4	(28,9)	(113,9%)
Dipendenti medi	826	875	(49)	(5,6%)
Investimenti	100,3	38,9	61,5	158,0%

Margine operativo lordo (EBITDA)

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Ambiente	67,9	84,4	(16,4)	(19,5%)
Margine operativo lordo Gruppo	1.556,8	1.390,9	166,0	11,9%
Peso percentuale	4,4%	6,1%	(1,7 p.p.)	

L'Area Ambiente chiude il 2024 con un livello di Margine operativo lordo (EBITDA) pari a €67,9 milioni in riduzione di €16,4 milioni (-19,5% rispetto al precedente esercizio). La variazione è dovuta ai minori margini sul WTE dovuti allo scenario energetico in prevalenza sull'impianto di San Vittore (-€15,1 milioni) e del fermo dell'impianto di Terni (-€1,2 milioni) compensati in parte dai maggiori prezzi di conferimento (+€6,1 milioni). Anche il TMB e discarica risulta in riduzione per effetto del crollo della vasca della discarica del Cirsu (-€4,0 milioni) compensati in parte dai migliori risultati di Orvieto Ambiente (+€2,2 milioni). Infine, anche il settore *recycling* registra una flessione (-€2,8 milioni) sia per minori quantità che per effetto prezzo specie in relazione alle plastiche (-€2,2 milioni).

L'organico medio al 31 dicembre 2024 si attesta a 826 unità e risulta in lieve riduzione rispetto al 31 dicembre 2023.

Gli investimenti dell'Area si attestano a €100,3 milioni (+€61,5 milioni rispetto al 31 dicembre 2023) la variazione risulta influenzata in prevalenza per gli investimenti relativi al revamping della linea fumi di Terni (+€17,4 milioni) e per gli interventi sulla IV linea San Vittore (+€51,8 milioni). Compensa la variazione in aumento la riduzione registrata da AS Recycling (-€2,0 milioni) riferibile principalmente alla costruzione dell'impianto di selezione della plastica CSS di Borghose nel precedente esercizio.

PRODUZIONE

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2024	2023	Variazione	Variazione %
Energia prodotta	GWh	466,8	581,6	(114,9)	(19,7%)
di cui idro	GWh	300,6	418,9	(118,4)	(28,3%)
di cui termo	GWh	166,2	162,7	3,5	2,1%
Energia prodotta (fotovoltaico)	GWh	173,2	138,5	34,7	25,1%
Energia prodotta (cogenerazione)	GWh	53,4	34,1	19,2	56,3%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Ricavi	100,9	130,8	(29,9)	(22,9%)
Costi	60,4	77,0	(16,6)	(21,5%)
Margine operativo lordo	40,5	53,9	(13,3)	(24,8%)
Risultato operativo	15,4	33,7	(18,3)	(54,4%)
Dipendenti medi	98	97	1	0,6%
Investimenti	25,8	41,1	(15,3)	(37,1%)

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Produzione	40,5	53,9	(13,3)	(24,8%)
Margine operativo lordo Gruppo	1.556,8	1.390,9	166,0	11,9%
Peso percentuale	2,6%	3,9%	(1,3 p.p.)	

Il Margine operativo lordo (EBITDA) al 31 dicembre 2024 si è attestato a €40,5 milioni e registra una riduzione di €13,3 milioni rispetto al 31 dicembre 2023, imputabile in prevalenza ad **Acea Produzione** come conseguenza dei minori margini sull'energia prodotta da impianti idroelettrici influenzati sia dall'effetto prezzo per €6,7 milioni (-€23/MWh) che dalle minori quantità per €10,6 milioni (-118 GWh), conseguenza diretta delle minori piogge. L'EBITDA del comparto **fotovoltaico**, registra un miglioramento influenzato in prevalenza dai maggiori volumi.

L'organico medio risulta in linea rispetto al precedente esercizio; si specifica che le società fotovoltaiche non hanno personale dipendente.

Gli investimenti si attestano a €25,8 milioni e registrano un decremento di €15,3 milioni rispetto al precedente esercizio principalmente per effetto dei minori investimenti registrati da **Acea Solar** per la costruzione di impianti fotovoltaici sia su suoli agricoli che su suoli industriali (-€15,0 milioni). Gli investimenti di **Acea Produzione** risultano pari ad €9,5 milioni, in aumento rispetto al precedente esercizio (+€1,3 milioni) per via dell'effetto combinato degli interventi di *power injection* e lavori di riqualificazione delle centrali di Montemartini e Tor di Valle.



COMMERCIALE

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2024	2023	Variazione	Variazione %
Energia elettrica venduta Mercato Libero	GWh	4.774,3	5.602,7	(828,4)	(14,8%)
Energia elettrica venduta Tutela Graduale	GWh	176,9	169,5	7,5	4,4%
Energia elettrica venduta Maggior Tutela	GWh	621,9	1.032,8	(410,9)	(39,8%)
Energia elettrica n. clienti Mercato Libero (POD)	n./1.000	757.676	639.374	118.302	18,5%
Energia elettrica n. clienti Tutela Graduale (POD)	n./1.000	79.869	95.069	(15.200)	(16,0%)
Energia elettrica n. clienti Maggior Tutela (POD)	n./1.000	189.443	509.179	(319.736)	(62,8%)
Gas venduto	MSmc	218,0	198,9	19,1	9,6%
Gas n. clienti Mercato Libero	n./1.000	396,9	306,3	90,7	29,6%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Ricavi	1.905,7	2.483,0	(577,3)	(23,3%)
Costi	1.708,1	2.353,7	(645,7)	(27,4%)
Margine operativo lordo	197,6	129,3	68,3	52,9%
Risultato operativo	123,0	58,9	64,1	108,8%
Dipendenti medi	433	450	(17)	(3,7%)
Investimenti	67,5	50,2	17,3	34,4%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Commerciale	197,6	129,3	68,3	52,9%
Margine operativo lordo Gruppo	1.556,8	1.390,9	166,0	11,9%
Peso percentuale	12,7%	9,3%	3,4 p.p.	

L'Area, responsabile della gestione e sviluppo delle attività di vendita di energia elettrica e gas e correlate attività di relazione con il cliente nonché delle politiche di *energy management* del Gruppo, chiude il 2024 con un livello di Margine operativo lordo (EBITDA) pari a €197,6 milioni, in aumento rispetto al 2023 di €68,3 milioni. La variazione è imputabile in prevalenza ad **Acea Energia** (+€83,9 milioni) come conseguenza del netto miglioramento del margine Energia e Gas (+€68,9 milioni), parzialmente compensato dai maggiori costi operativi sostenuti (€1,7 milioni), dalla riduzione su margini inerenti il *business* di vendita Caldaie e Condizionatori, a seguito della decisione da parte del Governo dei primi mesi del 2024 di eliminare le opzioni di sconto in fattura e cessione del credito (-€1,6 milioni) e della riduzione degli altri ricavi (-€2,6 milioni) legata in prevalenza a minori penalità addebitate a fornitori su contratti passivi. Il restante incremento deriva dalla rilevazione di partite energetiche provenienti da esercizi precedenti (+€21,0 milioni).

Compensa la variazione in aumento dell'Area **Acea Innovation** (-€15,7 milioni) che rileva minori margini sulle attività di *energy efficiency* come conseguenza dei nuovi scenari legati alla modifica degli incentivi del c.d. *Superbonus*, per effetto della conclusione dei cantieri avviati e conclusi nel precedente esercizio. In merito agli effetti sul primo margine energia si rileva:

- un miglioramento del margine relativo al mercato libero elettrico (+€69,8 milioni) trainato dal segmento *retail*, dove si evidenzia un aumento dei clienti (+30%) e della marginalità unitaria (+51%); il margine relativo al Servizio a Tutele Graduali si attesta invece ad €6,3 milioni e mostra un incremento di €0,3 milioni;
- una riduzione dei margini relativi al Servizio della maggior Tutela (-€10,5 milioni) in parte dovuta alla assegnazione automatica dei clienti non domestici e microimprese (cosiddetti "Altri usi") al Servizio a Tutele Graduali attivato dal 1° aprile 2023, ed in parte alla "naturale" fuoriuscita dei clienti dal Servizio maggior Tutela verso il Mercato Libero (-36%), non compensata dall'applicazione di tariffe superiori;
- un miglioramento del margine relativo al mercato del gas per €14,6 milioni. Con riferimento alle performance, si segnala nel settore B2C, la crescita della Customer Base Media (+34%) e i maggiori volumi in vendita (+33%), nel settore B2B un aumento della Customer Base Media (+7%) ed una riduzione dei Volumi (-29%) per effetto dell'uscita di un grande Cliente con Remi diretta (con un solo PDR);
- un peggioramento del margine "Energy Management" concernente l'attività di ottimizzazione dei flussi energetici (-€5,3 milioni rispetto al precedente esercizio).

Con riferimento all'organico, la consistenza media al 31 dicembre 2024 si è attestata a 433 unità in lieve riduzione rispetto al 31 dicembre 2023 per 17 unità.

Gli investimenti dell'Area si attestano a €67,5 milioni (+€17,3 milioni rispetto al 31 dicembre 2023). Gli investimenti complessivi

vi sono in prevalenza riferibili ad **Acea Energia** e afferiscono per la maggior parte al costo di acquisizione di nuovi clienti ai sensi dell'IFRS15 in crescita di €17,9 milioni. Risultano invece in diminuzione rispetto al precedente esercizio gli investimenti dell'Area effettuati in progetti di *smart services* ed *e-mobility* sviluppati da **Acea Innovation** (-€1,0 milioni).

ENGINEERING & INFRASTRUCTURE PROJECTS

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2024	2023	Variazione	Variazione %
Numero progetti	n.	69	60	9	15,5%
Numero cantieri EPC	n.	33	27	6	22,2%
Numero ispezioni sicurezza	n.	15.066	14.443	623	4,3%
Numero determinazioni	n.	1.085.231	1.039.344	45.887	4,4%
Numero campionamenti	n.	35.204	34.020	1.184	3,5%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Ricavi	133,0	95,5	37,5	39,3%
Costi	121,9	85,5	36,4	42,6%
Margine operativo lordo	11,0	9,9	1,1	11,0%
Risultato operativo	(1,8)	2,0	(3,8)	(190,4%)
Dipendenti medi	470	478	(8)	(1,7%)
Investimenti	5,2	4,7	0,4	9,3%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Engineering & Infrastructure Projects	11,0	9,9	1,1	11,0%
Margine operativo lordo Gruppo	1.556,8	1.390,9	166,0	11,9%
Peso percentuale	0,7%	0,7%	0,0 p.p.	

Il Margine operativo lordo (EBITDA) dell'Area al 31 dicembre 2024 si è attestato a €11,0 milioni in aumento rispetto al precedente esercizio per €1,1 milioni. La variazione è attribuibile in prevalenza ad **Acea Infrastructure** (+€1,2 milioni) a seguito dell'incremento delle attività.

L'organico medio al 31 dicembre 2024 si attesta a 470 unità in lieve diminuzione rispetto al 31 dicembre 2023 (erano 478 unità).

Gli investimenti si attestano a €5,2 milioni, in aumento di €0,4 milioni rispetto al precedente esercizio a seguito dei maggiori investimenti effettuati da **SIMAM** in relazione agli impianti riferiti alla commessa di Gela, parzialmente compensati dai minori investimenti per sistemi informativi e apparecchiature effettuati da **Acea Infrastructure** (-€1,2 milioni).



CORPORATE

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Ricavi	148,3	145,2	3,2	2,2%
Costi	201,3	186,8	14,5	7,7%
Margine operativo lordo	(52,9)	(41,6)	(11,3)	27,2%
Risultato operativo	(90,8)	(75,4)	(15,4)	20,4%
Dipendenti medi	795	733	62	8,4%
Investimenti	20,4	20,1	0,2	1,2%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2024	2023	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Corporate	(52,9)	(41,6)	(11,3)	27,2%
Margine operativo lordo Gruppo	1.556,8	1.390,9	166,0	11,9%
Peso percentuale	(3,4%)	(3,0%)	(0,4 p.p.)	

La Corporate chiude al 31 dicembre 2024 con un Margine operativo lordo (EBITDA) negativo di €52,9 milioni in peggioramento per €11,3 rispetto al precedente esercizio. La variazione è da ricondurre all'effetto combinato dell'incremento dei costi per €14,5 milioni compensato in parte da un incremento dei ricavi verso le società del Gruppo per €6,7 milioni. La variazione dei costi è da imputare essenzialmente all'aumento dei costi esterni (+€11,7 milioni) per consulenze e prestazioni tecniche e amministrative, spese pubblicitarie, di sponsorizzazioni e licenze d'uso software applicativo, compensata in parte da minori costi per consumi di energia elettrica e servizi di vigilanza. L'incremento del costo del personale (+€2,8 milioni) è dovuto ai maggiori costi derivanti dall'incremento dell'organico e da minore personale capitalizzato, compensati dall'eliminazione dell'obbligazione cumulata per agevolazione tariffaria pensionati iscritta in bilancio (€9,4 milioni).

Il Risultato operativo (EBIT) risulta negativo per €90,8 milioni, in peggioramento rispetto al precedente esercizio di €15,4 milioni come conseguenza, da un lato del peggioramento dell'EBITDA e dall'altro da maggiori accantonamenti a fondo rischi e oneri, principalmente relativi alla stima del beneficio una tantum da corrispondere ai pensionati a titolo di stralcio definitivo dell'agevolazione tariffaria pensionati (+€3,5 milioni), in parte compensati da minori ammortamenti.

L'organico medio al 31 dicembre 2024 si attesta a 795 unità, in aumento rispetto al 2023 di 62 unità (erano 733 unità).

Gli investimenti si attestano ad €20,4 milioni (€20,1 milioni al 31 dicembre 2023) sostanzialmente in linea con l'anno precedente e si riferiscono principalmente a licenze software, sviluppi informatici e ad investimenti sulle sedi ad uso aziendale.

Fatti di rilievo intervenuti nel corso del periodo e successivamente

ACEA: PUBBLICAZIONE DEL SECONDO GREEN BOND REPORT

Il 12 gennaio è stato pubblicato il secondo Green Bond Allocation & Impact Report per gli anni 2019, 2020, 2021 e 2022, relativo al prestito obbligazionario in formato green di importo complessivamente pari ad €900 milioni, a valere sul programma EMTN, ed articolato in due serie, di cui una di €300 milioni e scadenza nel 2025 ed un'altra di €600 milioni e scadenza nel 2030, emesso nell'ambito del Green Financing Framework del Gruppo Acea e destinato a finanziare progetti relativi alla protezione della risorsa idrica, all'efficienza energetica, allo sviluppo dell'economia circolare e all'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili.

ACEA: VINTI DUE APPALTI NEL CENTRO-SUD PER OPERE IDRAULICHE E LA DIGITALIZZAZIONE DELLE RETI

Il 17 gennaio, Acea Infrastructure – società del Gruppo Acea che si occupa di progettazione e di servizi ingegneristici e tecnologici – si è aggiudicata due gare d'appalto in Molise e in Puglia per un totale di circa €2,1 milioni.

ACEA: TOP EMPLOYERS ITALIA 2024

Il 18 gennaio, il Gruppo Acea, per il terzo anno consecutivo, ha ottenuto la Certificazione Top Employers Italia, il riconoscimento ufficiale delle eccellenze aziendali nelle politiche e strategie del personale e della loro attuazione, con l'obiettivo di contribuire al benessere delle persone, a migliorare l'ambiente e il mondo del lavoro.

ACEA: AL VIA I PRIMI SERVIZI DI FLESSIBILITÀ ELETTRICA A ROMA CON IL PROGETTO ROMEFLEX

Il 5 febbraio Acea ha comunicato l'avvio dei primi servizi di flessibilità elettrica a Roma attraverso il progetto RomeFlex, volto a realizzare un evoluto mercato della flessibilità al fine di regolare la quantità di elettricità immessa in rete in modo tale che l'offerta corrisponda alla domanda.

ACEA: UN MILIONE DI NUOVI CONTATORI SMART INSTALLATI SULLA RETE ELETTRICA DI ROMA

Il 21 febbraio Acea ha comunicato che alla fine di gennaio risultava installato sulla rete elettrica di Roma 1 milione di nuovi contatori smart; l'avanzata tecnologia degli Smart Meter 2G "Rometrix" consente una maggiore trasparenza dei consumi e la possibilità di ottimizzare l'efficienza energetica e ridurre gli sprechi.

ACEA: PROTOCOLLO D'INTESA MIM-ACEA

Il 27 febbraio, Acea ha sottoscritto un Protocollo d'intesa triennale con il Ministro dell'Istruzione e del Merito per promuovere attività

per l'educazione a un corretto utilizzo delle risorse idriche negli istituti primari e secondari di I grado.

ACEA: APPROVATO PIANO INDUSTRIALE 24-28. PERSONE PER INFRASTRUTTURE SOSTENIBILI

Il 5 marzo, il Consiglio di Amministrazione di Acea ha approvato il Piano Industriale 2024-2028 che rafforza il ruolo del Gruppo Acea quale operatore infrastrutturale – focalizzato sulle attività regolate – in un contesto in forte evoluzione che offre importanti opportunità di investimento: nell'acqua, per l'ammodernamento dell'infrastruttura; nell'elettrico, per la resilienza delle reti; nell'ambiente, per l'economia circolare. La centralità delle persone, la forte disciplina sui costi e sugli investimenti e l'ottimizzazione della struttura finanziaria rappresentano i pilastri del Piano, che prevede un significativo incremento dei capex e un crescente valore per gli azionisti.

FITCH RATINGS MIGLIORA L'OUTLOOK DI ACEA

Il 20 marzo Fitch Ratings ha migliorato l'outlook di Acea da "Negativo" a "Stabile", confermando il Long-Term Issuer Default Rating (IDR) a "BBB+", lo Short-Term IDR a "F2" e il Long-Term Senior Unsecured Rating a "BBB+".

ACEA: ASSEMBLEA APPROVA BILANCIO 2023

Il 12 aprile l'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Acea SpA ha approvato il Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2023, deliberato la destinazione dell'utile di esercizio 2023 e nominato Consigliere di Amministrazione Yves Rannou.

ACEA: PROTOCOLLO CON PREFETTURA DI ROMA PER SICUREZZA NEI CANTIERI E TUTELA DELLA LEGALITÀ

Il 22 aprile il Prefetto di Roma, Lamberto Giannini, e l'Amministratore Delegato di Acea, Fabrizio Palermo, hanno sottoscritto un protocollo di partenariato per la tutela della legalità e il contrasto alla criminalità da applicare alle opere che il Gruppo industriale realizzerà nei prossimi anni sul territorio di Roma in tutti i settori in cui opera: Idrico, Elettrico e Ambiente.

ACEA: EROGAZIONI DEL FINANZIAMENTO DI €435 MILIONI CONCESSO DALLA BANCA EUROPEA PER GLI INVESTIMENTI (BEI)

Nell'ambito del finanziamento complessivo di €435 milioni, concesso ad Acea dalla BEI a supporto degli investimenti di Acea Ato2, il 29 aprile è stata erogata integralmente la prima tranche di €235 milioni, sottoscritta il 6 luglio 2023, con scadenza finale il 29 aprile 2039. Il 18 giugno è stata erogata integralmente la seconda tranche di €200 milioni, sottoscritta il 28 maggio 2024, con scadenza finale il 18 giugno 2039. Gli investimenti finanziati con le risorse della BEI contribuiranno a migliorare la copertura e la qualità del servizio idrico integrato nel territorio gestito da Acea



Ato2, riducendo le perdite d'acqua e aumentando l'efficienza energetica e la resilienza.

ACEA: PRESENTAZIONE OFFERTA A BANDO DI GARA PUBBLICATO DA ROMA CAPITALE PER TERMOVALORIZZATORE DI ROMA

Il 18 maggio, Acea Ambiente, società controllata da Acea, ha presentato un'offerta relativa al bando di gara pubblicato da Roma Capitale per l'affidamento della concessione del polo impiantistico relativo alla progettazione, autorizzazione all'esercizio, costruzione e gestione di un impianto di termovalorizzazione e dell'impiantistica ancillare correlata. Acea Ambiente ha presentato l'offerta unitamente a importanti partner nazionali e internazionali, quali Hitachi Zosen Inova AG, Vianini Lavori SpA, Suez Italy SpA e RMB SpA. In data 20 maggio è stata aperta la busta dei documenti amministrativi e l'unica offerta pervenuta risultava quella del RTI cui faceva parte Acea Ambiente. Il 2 agosto 2024 la Commissione giudicatrice per l'affidamento della concessione ha proposto l'aggiudicazione della gara al raggruppamento di imprese con Capogruppo Acea Ambiente, si è attualmente in attesa dell'aggiudicazione definitiva.

ACEA: SIGLA D'INTESA PER COSTITUZIONE RAGGRUPPAMENTO TEMPORANEO DI IMPRESE (RTI) PER GARA SUL PARTNER DI ACQUE DEL SUD

Il 7 giugno, Acquedotto Pugliese (AQP) e Acea hanno siglato un'intesa per partecipare insieme alla prossima gara pubblica in cui si sceglierà il partner industriale di Acque del Sud. L'art. 23 del decreto-legge 44/2023, convertito dalla legge 74/2023, prevede infatti la possibilità per l'attuale azionista unico della società, il Ministero dell'Economia e delle Finanze, di trasferire quote fino al limite del 30% a soggetti con funzioni di soci operativi e un ruolo di responsabilità nella gestione. Per partecipare alla gara pubblica, AQP e Acea si costituiranno in raggruppamento temporaneo di imprese (RTI) con pari quote.

ACEA: ACCORDO DI COLLABORAZIONE IN MERITO ALL'INNOVAZIONE E ALLA DIGITALIZZAZIONE PER LA DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Il 14 giugno, areti, società del Gruppo Acea che si occupa della distribuzione dell'energia elettrica a Roma, e Wiener Netze, azienda che gestisce la rete nella città di Vienna, hanno firmato un importante accordo di collaborazione sui temi dell'innovazione e della digitalizzazione.

ACEA: MEMORANDUM D'INTESA PER INIZIATIVE SU INNOVAZIONE E INTELLIGENZA ARTIFICIALE

Il 18 giugno, Acea e Amazon Web Services hanno firmato un Memorandum d'Intesa per collaborare su iniziative strategiche nell'innovazione e nello sviluppo tecnologico, con un focus su intelligenza artificiale, IoT e sostenibilità.

ACEA: ENTRATA IN PRODUZIONE DELL'IMPIANTO IN CONTRADA GROTTE ALTE

Il 20 giugno, prosegue la crescita di Acea Solar (100% Acea Produzione) nel fotovoltaico con l'entrata in produzione dell'impianto realizzato in Contrada Grotte Alte, nel Comune di Licodia (CT); con una potenza installata di 28 MW è tra i più grandi della Sicilia.

ACEA: RIMBORSO PRESTITO OBBLIGAZIONARIO DI €600 MILIONI

Il 15 luglio è stato rimborsato alla scadenza naturale il prestito obbligazionario di €600 milioni (ISIN: XS1087831688) emesso il 15 luglio 2014 nell'ambito del programma EMTN.

ACEA: SIGLA ACCORDO SALVAGUARDIA GESTIONE SOSTENIBILE DELL'ACQUA

Il 18 luglio, Intesa Sanpaolo e Acea hanno siglato il primo accordo nazionale per la salvaguardia e la gestione sostenibile dell'acqua nei processi produttivi delle aziende anche in relazione alle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che prevede lo stanziamento di circa €4,4 miliardi per tutelare la risorsa idrica. Le due Società puntano a sviluppare nuove iniziative sistemiche con soluzioni innovative che hanno l'obiettivo di favorire un uso efficiente della risorsa acqua attraverso forme di advisory tecnologica, insieme ad investimenti per il riuso delle acque depurate all'interno delle cosiddette comunità idriche, con impatti positivi per l'ambiente, i territori e le imprese stesse che potranno stabilizzare il proprio approvvigionamento di acqua.

ACEA: SCISSIONE PARZIALE MEDIANTE SCORPORO - SETTORE IDRICO

Il 19 luglio è stato depositato presso la sede sociale il verbale del Consiglio di Amministrazione di Acea del 20 giugno 2024 (successivamente iscritta presso il Registro delle Imprese in data 26 giugno 2024) che ha deliberato l'operazione di scissione parziale mediante scorporo in favore della costituenda società Acea Acqua SpA. La riorganizzazione societaria riguarda le attività rientranti nella gestione dei servizi idrici integrati.

ACEA: AGGIUDICAZIONE GARA PER LA MANUTENZIONE DELLA RETE IDRICA IN UN'AREA DI LIMA NORD (COMAS)

Il 22 luglio, Acea International, società del Gruppo che opera all'estero nel settore idrico con circa dieci milioni di abitanti in America Latina, tra Perù, Repubblica Dominicana e Honduras, ha comunicato di essersi aggiudicata, attraverso la sua controllata Acea Perù, una gara per la manutenzione della rete idrica e fognaria nella zona di Comas, un'area di Lima Nord, a beneficio di una popolazione di circa 4 milioni di persone.

ACEA: FIRMATO MEMORANDUM OF UNDERSTANDING PER LO SVILUPPO IN AFRICA E MEDIO ORIENTE NEL SETTORE IDRICO

Il 28 agosto, Acea e Orascom Construction (un'impresa di servizi di ingegneria e di costruzione che opera nella realizzazione di grandi progetti industriali e infrastrutturali in Medio Oriente, Africa e negli USA) hanno firmato un Memorandum of Understanding per lo sviluppo congiunto di opportunità di business nel settore idrico in Africa e Medio Oriente.

ACEA: NOMINA A CFO DI PIER FRANCESCO RAGNI

Il 31 agosto, il Consiglio di Amministrazione di Acea ha nominato, con il parere favorevole del Collegio Sindacale e con effetto im-

mediato, Pier Francesco Ragni – attuale Deputy General Manager Corporate e Chief Financial Officer – anche Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari ai sensi dell’art. 154-bis del D.Lgs. 58/98 in sostituzione di Sabrina Di Bartolomeo.

ACEA: AGGIUDICAZIONE RTI PER LA GESTIONE DEL SII DI SIRACUSA

Il 9 settembre, Acea ha comunicato che l’Assemblea Territoriale Idrica di Siracusa (ATIS) ha proceduto all’aggiudicazione a favore del raggruppamento temporaneo di impresa (RTI) – formato da Acea Molise (100% Acea) e dalla società COGEN – della gara per la selezione del socio privato di Aretusacque SpA, società mista che sarà partecipata al 51% dai Comuni del territorio. La società si occuperà della gestione del Servizio Idrico Integrato di 19 comuni nella provincia di Siracusa, la concessione avrà una durata di 30 anni a decorrere dal suo avvio.

ACEA: PUBBLICAZIONE DEL TERZO GREEN BOND ALLOCATION & IMPACT REPORT

Il 27 settembre, è stato pubblicato il terzo Green Bond Allocation & Impact Report per gli anni 2022 e 2023, relativo al prestito obbligazionario in formato green di importo pari ad €700 milioni, a valere sul programma EMTN, con scadenza nel 2031, emesso nell’ambito del Green Financing Framework del Gruppo Acea.

ACEA: CONFERMA CORPORATE STANDARD ETHICS RATING “EE+”

Il 1° ottobre, Standard Ethics ha confermato il Corporate Standard Ethics Rating “EE+” di Acea. Secondo l’agenzia di rating, la strategia di sostenibilità del Gruppo Acea integra e aggiorna nella pianificazione industriale le indicazioni internazionali circa i temi ambientali, sociali e di governance. Inoltre, la programmazione sul lungo periodo è sostenuta da investimenti che puntano agli obiettivi della strategia europea sulla transizione verso un’economia a “impatto zero”.

ACEA: FIRMATO PROTOCOLLO DI GARA PER IL NUOVO TRONCO DEL PESCHIERA

Il 2 ottobre, è stato comunicato che il Presidente dell’ANAC (Autorità nazionale anticorruzione), Giuseppe Busià, l’Amministratore Delegato di Acea Fabrizio Palermo e il Presidente di Acea Ato2 Claudio Cosentino hanno siglato un protocollo d’azione riguardo la procedura di gara relativa ai lavori di progettazione e realizzazione del “Nuovo tronco superiore acquedotto del Peschiera, dalle sorgenti alla centrale di Salisano”.

ACEA: COMUNICAZIONE DI NON INDIPENDENZA DELLA DOTT.SSA PATRIZIA RUTIGLIANO

Il 14 ottobre, il Consiglio di Amministrazione di Acea SpA ha preso atto della comunicazione con cui la dott.ssa Patrizia Rutigliano, Amministratore non esecutivo indipendente, ha comunicato il venir meno dei requisiti di indipendenza di cui al combinato disposto degli artt. 147-ter, comma 4, e 148, comma 3, del D.Lgs. 58/1998, e della Raccomandazione n. 7 del Codice di Corporate Governance, in ragione del ruolo manageriale assunto in Suez International Sas titolare di una partecipazione nel capitale di Acea.

ACEA: ENTRATA IN PRODUZIONE DELL’IMPIANTO DI CANINO (VT)

Il 15 ottobre, Acea ha comunicato l’entra in produzione dell’impianto fotovoltaico realizzato a Canino (VT) con una potenza installata di 6,4 MW.

ACEA: AGGIUDICATO IL SECONDO LOTTO DELLA GARA PER LA MANUTENZIONE DELLA RETE IDRICA E FOGNARIA NELLA ZONA DI CALLAO, A NORD DI LIMA

Il 23 ottobre, Acea International (società del Gruppo Acea) ha comunicato di essersi aggiudicata, attraverso la sua controllata Acea Perù, il secondo lotto della gara per la manutenzione della rete idrica e fognaria nella zona di Callao, a nord di Lima. Acea Perù gestisce così l’intera rete idrica e fognaria dell’area nord di Lima, offrendo beneficio a circa 4 milioni di persone; infatti, a luglio la Società si era aggiudicata il primo lotto nella zona di Comas, sempre nell’area nord della città.

ACEA: FINANZIAMENTO DA 500 MILIONI DI EURO BEI

Il 28 ottobre, Acea ha sottoscritto le prime due tranche del finanziamento da €500 milioni complessivi concesso dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) per investimenti nella rete di distribuzione elettrica, di cui €200 milioni direttamente da BEI, con garanzia Archimede di SACE, e €120 milioni da Cassa Depositi e Prestiti (CDP), con provvista messa a disposizione dalla stessa BEI. Con questa operazione BEI, CDP e SACE cofinanziano il piano di investimenti di areti in linea con gli obiettivi di REPowerEU, il piano dell’Unione Europea per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e accelerare la transizione verso l’energia verde.

ACEA: ACCORDO CON TERNA PER CESSIONE RETE ELETTRICA IN ALTA TENSIONE (AT)

Il 6 novembre, Acea e Terna hanno firmato un accordo vincolante per la cessione a Terna della rete elettrica in Alta Tensione (AT) di areti (100% Acea) al corrispettivo di €247 milioni, di cui €224 milioni riconosciuti da Terna e €23 milioni relativi al premio riconosciuto da ARERA.

ACEA: NOMINA ELISABETTA MAGGINI COMPONENTE DEL COMITATO PER LE OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE

Il 6 novembre, il Consiglio di Amministrazione di Acea ha nominato Elisabetta Maggini componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate.

ACEA: APPROVAZIONE DEL PIANO DI SOSTENIBILITÀ 2024-2028

Il 14 novembre, il Consiglio di Amministrazione di Acea ha approvato il Piano di Sostenibilità 2024-2028 che declina gli obiettivi strategici che l’azienda si propone di perseguire per un impatto positivo sull’ambiente, sulle persone e sulle comunità in cui opera, definendo i target e gli investimenti associati alle diverse linee di intervento.



ACEA: AGGIUDICAZIONE GARA PROVINCIA DI IMPERIA

Il 27 novembre, Acea ha comunicato di essersi aggiudicata, attraverso Acea Molise (100% Acea), la gara indetta dalla Provincia di Imperia per la selezione del socio privato di Rivieracqua. La società mista pubblico-privata, partecipata al 48% da Acea e titolare della concessione fino al 2042, si occupa della gestione del Servizio Idrico Integrato (SII) nell'Ambito Territoriale ATO Ovest, Provincia di Imperia.

ACEA: CONFERIMENTO INCARICO DI REVISIONE PER IL NOVENNIO 2026-2034 E PARZIALE MODIFICA ALLO STATUTO SOCIALE

Il 19 dicembre, si è riunita l'Assemblea degli Azionisti di Acea SpA, in prima convocazione, in sede ordinaria e straordinaria.

L'Assemblea in sede ordinaria ha approvato di conferire a KPMG SpA l'incarico relativo alla prestazione di servizi di revisione legale dei conti per gli esercizi 2026-2034.

L'Assemblea in sede straordinaria ha deliberato le modifiche agli artt. 13 e 17 dello Statuto Sociale, riguardanti: l'introduzione della facoltà che l'intervento in assemblea e l'esercizio del diritto di voto avvengano esclusivamente tramite il rappresentante designato così come consentito dall'art. 11, comma 1, della Legge 5 marzo 2024 n. 21 ("Legge Capitali"); lo svolgimento delle riunioni del Consiglio di Amministrazione mediante mezzi di telecomunicazione eliminando, in particolare, il riferimento alla necessaria presenza del Presidente e del soggetto verbalizzante nel luogo di svolgimento della riunione del Consiglio di Amministrazione.

ACEA: SCISSIONE PARZIALE MEDIANTE SCORPORO - SETTORE DELLA DISTRIBUZIONE DEL GAS

Il 23 dicembre, Acea ha pubblicato il Progetto di Scissione parziale mediante scorporo, ai sensi dell'art. 2506.1 cc e seguenti, consistente in una riorganizzazione societaria in cui il compendio scisso è rappresentato da partecipazioni nelle società del Gruppo relative al settore della distribuzione del gas e da altri asset ad esse connessi, e ha ad oggetto il trasferimento di detto compendio a favore di una società di nuova costituzione che sarà interamente partecipata da Acea.

ACEA: PERFEZIONAMENTO DELL'INGRESSO DI ACEA MOLISE IN RIVIERACQUA

Il 30 dicembre, si è perfezionato l'ingresso di Acea Molise (100% Acea Acqua) nel capitale sociale della società mista pubblico-privata Rivieracqua SpA, con una quota pari al 48%. La società è titolare della concessione del Servizio Idrico Integrato (SII) nell'Ambito Territoriale ATO Ovest, Provincia di Imperia che scadrà nel 2042.

ACEA: STIPULA DELL'ACCORDO CON GSE FINALIZZATO ALLA SOSTENIBILITÀ

Il 14 gennaio 2025, Acea e il Gestore dei Servizi Energetici - GSE SpA hanno siglato un accordo finalizzato a favorire la diffusione della sostenibilità nei settori in cui Acea e le Società del Gruppo operano attraverso interventi di efficientamento energetico e di integrazione delle fonti rinnovabili.

ACEA: TOP EMPLOYERS ITALIA 2025

Il 16 gennaio 2025, Acea ha comunicato di aver ottenuto, per il quarto anno consecutivo, la certificazione Top Employers Italia, che testimonia l'impegno del Gruppo ed il miglioramento continuo nello sviluppo di politiche di selezione, formazione, crescita professionale, ambiente di lavoro, welfare, equity, inclusione e diversity.

ACEA: ENTRATA IN PRODUZIONE DI DUE IMPIANTI FOTOVOLTAICI NELLA PROVINCIA DI VITERBO

Il 30 gennaio 2025, Acea ha comunicato l'entrata in produzione di due impianti nella provincia di Viterbo con una potenza installata complessiva di circa 12 MW, il primo nel comune Nepi e il secondo nel comune di Bomarzo.

ACEA: GREEN & BLUE FINANCING FRAMEWORK

Il 13 febbraio 2025, Acea ha pubblicato il suo primo "Green & Blue Financing Framework", a conferma dell'impegno della Società nell'utilizzo di strumenti di finanza sostenibile per l'attuazione dei propri investimenti nei suoi business di riferimento, a partire dal servizio idrico integrato.

ACEA: ITALY - UAE BUSINESS FORUM

Il 24 febbraio 2025 nel corso dell'"Italy - UAE Business Forum", evento promosso per favorire e rafforzare i legami economici e industriali tra l'Italia e gli Emirati Arabi Uniti, Acea ha firmato con Metito Utilities il Memorandum d'Intesa finalizzato ad esplorare opportunità di collaborazione nel settore idrico a livello internazionale, con particolare focus su Africa e Medio Oriente.

ACEA: YVES RANNOU SI DIMETTE DALLA CARICA DI CONSIGLIERE

Il 7 marzo 2025, Acea ha comunicato di aver ricevuto le dimissioni dalla carica di Consigliere di Amministrazione di Yves Rannou, nominato ai sensi dell'art. 15.4 dello Statuto Sociale, su proposta presentata dal Socio Suez International, nell'Assemblea del 12 aprile 2024.

Principali rischi e incertezze

Per la natura del proprio business, il Gruppo è potenzialmente esposto a diverse tipologie di rischi, principalmente a rischi competitivo-regolamentari, rischi da eventi naturali e cambiamenti climatici, rischi di mercato finanziario (rischi esterni) e rischi in ambito Legale & Compliance, rischi operativi specifici per ciascun settore di business, di Information Technology e Risorse Umane (rischi interni). Per la gestione di tali rischi vengono poste in essere una serie di attività di analisi e monitoraggio, realizzate da ciascuna società nell'ambito di un processo strutturato e coordinato a livello di Gruppo mediante l'integrazione di due approcci complementari, l'Enterprise Risk Management e la gestione rischi nel continuo. Tale processo è finalizzato a valutare e trattare in logica integrata i rischi dell'intera organizzazione, coerentemente con la propria propensione al rischio, con l'obiettivo di garantire al management le informazioni necessarie ad assumere le decisioni più appropriate per il raggiungimento degli obiettivi strategici e di business, per la salvaguardia, crescita e creazione del valore dell'impresa.

Nell'ambito del Framework di Enterprise Risk Management, le società del Gruppo, avvalendosi anche del supporto e dell'assistenza della Funzione Risk Management, Compliance & Sustainability di Acea SpA, conducono periodicamente e in modalità strutturata un'attività di *risk assessment*, con la finalità di identificare e valutare i principali rischi che possono influire in modo significativo sul raggiungimento degli obiettivi di business. In tal modo si ottiene una rappresentazione dell'evoluzione del profilo di rischio complessivo del Gruppo, mediante la mappatura e la prioritizzazione dei principali rischi ai quali il Gruppo risulta esposto e l'individuazione di modalità di gestione ottimale degli stessi, elaborando strategie di risposta e monitorando la relativa implementazione. In fase di monitoraggio, le società del Gruppo garantiscono la gestione degli scenari di rischio individuati, anche tramite l'implementazione di specifiche azioni di risposta identificate per ridurre i potenziali effetti degli stessi.

Inoltre, tra gli strumenti a disposizione del Gruppo, il Key Risk Indicators (KRI) Framework permette di valutare la variazione dell'esposizione ai rischi «operativi» dell'organizzazione mediante l'adozione e la lettura integrata di specifiche metriche «sentinella». Al fine del contenimento di tali tipologie di rischi, il Gruppo ha posto

in essere attività di mitigazione e di monitoraggio che nei paragrafi successivi sono sinteticamente dettagliate sia a livello corporate che di settore di business.

Il Gruppo Acea ha da tempo introdotto tra gli strumenti di *Risk Mitigation*, lo sviluppo e l'adozione di un Piano Assicurativo di Gruppo imperniato sui seguenti *pillars*:

- Third Party Liability;
- Property Damage;
- Employee benefit.

I primi due *pillars*, in particolare, mettono in atto il trasferimento del rischio economico e/o patrimoniale derivante dalla Responsabilità Civile – in tutte le sue tipologie generale, professionale, ambientale, ecc. – e da eventi (accidentali, colposi o dolosi) che colpiscono gli asset fisici e produttivi del Gruppo.

Il terzo *pillar*, invece, oltre a trasferire il rischio economico-patrimoniale, attua una vera e propria misura di welfare aziendale andando a garantire e riconoscere ai dipendenti del Gruppo Acea, importanti sostegni economici – sia ai diretti interessati che agli eventuali aventi diritto – in caso di manifestazione di eventi traumatici gravi connessi sia alla sfera professionale che a quella privata.

Sempre in tema di *Risk Mitigation*, gran parte delle società del Gruppo Acea hanno adottato e mantengono attivo un Sistema di Gestione Integrato Qualità, Ambiente, Sicurezza ed Energia (di seguito il "Sistema"), conforme alle norme UNI ISO 9001:2015 (Qualità), UNI ISO 14001:2015 (Ambiente), UNI ISO 45001:2018 (Sicurezza) e UNI ISO 50001:2018 (Energia), certificato da Ente esterno accreditato, quale strumento propedeutico alla prevenzione degli infortuni, delle malattie e dell'inquinamento, nonché quale misura per promuovere e sostenere l'efficienza e l'efficacia dei processi della società, compresi quelli energetici, e conseguire il miglioramento continuo delle prestazioni del Sistema stesso e della gestione del lavoro.

È necessario evidenziare che, alla data di predisposizione della corrente Relazione sulla Gestione, nel presente documento sono menzionati i principali rischi e incertezze che possano determinare effetti significativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Acea e che si procederà, con regolarità, ad eventuali aggiornamenti ove necessari.

RISCHI COMPETITIVO-REGOLAMENTARI

RISCHIO DI EVOLUZIONE NORMATIVA-REGOLAMENTARE

Come noto il Gruppo Acea opera prevalentemente nei mercati regolamentati e le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano (nonché il cambiamento delle regole di funzionamento di tali mercati) possono significativamente influire sui risultati e sull'andamento della gestione. In particolare, diverse Società del Gruppo gestiscono, per i rispettivi Ambiti Territoriali, il Servizio Idrico Integrato che notoriamente rappresenta un comparto caratterizzato da una crescente attenzione da parte del Legislatore e dell'Authority di settore (ARERA). Il Gruppo risulta pertanto esposto, con riferimento a tutti i territori serviti, all'evoluzione del quadro normativo/regolamentare di riferimento.

In proposito si evidenzia come a seguito dell'estensione delle competenze di regolazione e controllo dell'ARERA al ciclo dei

rifiuti, anche le Società dell'Area Ambiente risultino esposte a potenziali rischi derivanti dall'evoluzione del quadro regolatorio di riferimento.

Tali rischi vengono mitigati da una attenta attività di monitoraggio delle evoluzioni normative, di interlocuzione con gli enti competenti e di partecipazione ai tavoli associativi ed istituzionali, svolta dalle competenti strutture di business in sinergia con i presidi organizzativi di cui si è dotato il Gruppo. Tali strutture assicurano il monitoraggio dell'evoluzione normativa e regolatoria, sia nella fase di supporto alla predisposizione di commenti ed osservazioni ai Documenti di Consultazione, in linea con gli interessi delle società del Gruppo, che nelle indicazioni per una coerente applicazione delle disposizioni normative all'interno dei processi aziendali, dei business dell'energia elettrica, del gas, dell'acqua e dell'ambiente.



RISCHIO DI CONTESTO POLITICO-SOCIALE E MACROECONOMICO

Il Gruppo Acea, nell'erogazione dei servizi resi alla propria clientela, è molto attento alle attese ed alle scelte delle proprie controparti istituzionali, territoriali e centrali. D'altronde, la maggior parte delle proprie attività risultano comunque sensibili alle dinamiche, di tipo congiunturale e strutturale, registrate dal tessuto economico e produttivo dei rispettivi territori.

In tal senso tra i principali fattori che influenzano la performance del Gruppo vanno annoverate le evoluzioni del contesto politico/sociale e macroeconomico di riferimento. Tali incertezze possono avere un riflesso sulla realizzazione degli obiettivi economico/finanziari e degli investimenti, oltre che sulla realizzazione delle grandi opere, i cui tempi possono essere influenzati da cambiamenti delle compagini governative sia a livello centrale che locale.

Il Gruppo è storicamente focalizzato a garantire livelli di eccellenza nella qualità tecnica e commerciale dei servizi resi, anche tramite modelli di dialogo sempre più attenti alle necessità espresse dai propri interlocutori di riferimento, al fine di attivare dinamiche virtuose nei rapporti con la propria clientela, anche con riferimento alle abitudini di pagamento. In proposito è necessario evidenziare come il Gruppo sia inoltre soggetto al rischio di deterioramento delle posizioni creditizie in particolare connesse con l'erogazione del Ser-

vizio Idrico Integrato, con conseguenze sulle rispettive esposizioni in capitale circolante. Tale rischio è gestito in logica proattiva dalle competenti strutture delle singole società, in applicazione di specifiche *Credit Policy* di Gruppo e con il supporto di competenti presidi organizzativi della Capogruppo.

In relazione al perdurare della crisi geopolitica internazionale determinatasi a seguito del conflitto Russia – Ucraina e in Medio Oriente risulta attualmente difficile nonché incerto valutare gli effetti e le ripercussioni che potrebbero derivarne.

Il management è attualmente impegnato a monitorare la situazione sui mercati internazionali e proseguirà l'attività di analisi sull'andamento dei prezzi delle materie prime nonché sull'andamento del credito che allo stato attuale non rappresentano comunque elementi di criticità. Con riferimento alle materie prime, oltre ad attenzionare gli equilibri sulla base delle previsioni di vendita a prezzo fisso e variabile, le Società del Gruppo ricorrono solo a controparti di primario standing che soddisfino i requisiti previsti dalle proprie procedure di rischio commodity e controparte. In merito ai riflessi di natura finanziaria sia nel breve che nel medio periodo il Gruppo sta ponendo in essere opportune attività di monitoraggio al fine di intervenire tempestivamente. Si segnala che il Gruppo Acea non ha rapporti diretti con società di diritto russo ovvero ucraino o bielorusso comunque interessate dal conflitto.

RISCHI NATURALI

Per il Gruppo Acea, vista la natura e localizzazione delle sue linee di business, le principali criticità connesse al cambiamento climatico potrebbero manifestarsi in campo operativo, normativo e legale, con potenziali ripercussioni anche in campo finanziario. Per quanto riguarda il primo aspetto, eventi meteorologici cronici come la riduzione delle precipitazioni possono portare a impatti negativi sia sul fronte della produzione di energia idroelettrica che su quello della riduzione della disponibilità di risorse di acqua potabile da distribuire, tra l'altro con un aumento dei consumi energetici per il prelievo di acqua da fonti meno favorite. D'altra parte, fenomeni estremi come i nubifragi possono portare a rischi di fulmini, di interruzione del servizio della rete elettrica o, per la rete idrica, di tracimazione degli afflussi nei sistemi di acque reflue e di torbidità delle fonti idriche. Dal punto di vista normativo e legale, inoltre, questi effetti climatici possono incidere sulla conseguente prestazione del servizio secondo la disciplina normativa prevista con conseguenti sanzioni pecuniarie. Le implicazioni della evoluzione normativa in materia di quote di emissione di CO₂, fonti rinnovabili, tasse e certificati bianchi (titoli di efficienza energetica) potrebbero essere molto significative, con possibili impatti finanziari finali.

Tra i fattori di rischio cui è sottoposto il Gruppo, vanno inoltre evidenziati i possibili impatti derivanti da fenomeni naturali imprevedibili (es. terremoti, alluvioni e frane) e/o da variazioni climatiche cicliche o permanenti sulle reti e impianti gestiti dalle società del Gruppo Acea. Le prime tipologie di rischi vengono affrontati tramite l'implementazione di strutturati strumenti di governo degli asset, specifici per ciascun ambito di business (es. *Water Safety Plan* nell'ambito del SII; monitoraggio costante degli invasi, svolto anche in collaborazione con Ministero competente, nell'ambito della gestione dighe), oltre che con progetti, anche di rilevanza nazionale, finalizzati ad incrementare la resilienza delle infrastrutture dei vari territori (es. la progettualità inerente l'acquedotto del Peschiera - Le Capore). La parte residuale dei rischi da eventi naturali viene trasfe-

rita tramite il programma assicurativo di Gruppo cui si è fatto cenno nelle pagine precedenti.

L'ambiente naturale è lo scenario entro cui si sviluppano le attività del Gruppo e come tale è fondamentale comprendere il contesto di norme e *trend globali* che su di esso impattano, anche in relazione ai collegamenti tra ambiente e scenari energetici-climatici.

Nel corso del 2024, alla COP 29 che si è tenuta a Baku, sono emersi diversi punti chiave. Tra questi, un nuovo obiettivo di finanziamento climatico di almeno 300 miliardi di dollari all'anno entro il 2035, che rappresenta un impegno significativo per sostenere le iniziative globali contro i cambiamenti climatici. Inoltre, è stato introdotto il Piano di Baku per l'adattamento, con nuovi indicatori utili nel monitorare i progressi e rafforzare la resilienza delle comunità vulnerabili. Infine, sono state adottate nuove regole per un mercato globale delle emissioni di CO₂, mirate a incentivare la riduzione delle emissioni a livello mondiale.

Per quanto riguarda il contesto energetico, l'analisi *World Energy Outlook 2023* dell'IEA conferma uno scenario di transizione in atto, registrando un'opportunità crescente per l'energia pulita (+40% negli investimenti dal 2020) pur permanendo una previsione di aumento dei progetti di gas naturale liquefatto nel 2025 per affrontare le preoccupazioni sull'approvvigionamento. In linea con le Conferenze delle Parti sui cambiamenti climatici, per raggiungere gli obiettivi dello scenario a zero emissioni nette entro il 2050, l'IEA afferma siano necessari ulteriori progressi, inclusi il triplicare la produzione di energia rinnovabile, il raddoppio del miglioramento dell'efficienza energetica e l'incremento dell'elettrificazione, con la riduzione delle emissioni di metano dalle operazioni legate ai combustibili fossili.

Nel 2024 il *World Energy Outlook* dell'IEA dipinge un quadro complesso del panorama energetico globale. Le tensioni geopolitiche, come quelle in Medio Oriente e la guerra in Ucraina, rappresentano rischi significativi per la sicurezza energetica mondiale. Nonostante i progressi nelle tecnologie pulite, permangono incertezze sulle politiche future e sulla resilienza delle catene di approvvigionamento. La

transizione energetica sta accelerando, ma per garantire la sicurezza energetica sono necessari sistemi più resilienti e sostenibili, che integrino sia i combustibili tradizionali che le energie rinnovabili. Gli eventi meteorologici estremi, intensificati dalle emissioni, stanno già mettendo a rischio la sicurezza energetica, sottolineando l'urgenza di un'azione coordinata e incisiva.

La Taskforce on Nature-related Financial Disclosure (TNFD) ha emesso nel 2023 il documento finale contenente Raccomandazioni legate alla natura rivolte ad organizzazioni, settori e catene di valore. Il Gruppo Acea, nel suo Codice Etico, attribuisce un'importanza fondamentale ai principi legati alla sostenibilità e all'adozione di una strategia climatica. Nel corso del 2023, Acea ha ottenuto la validazione da parte di Science Based Targets Initiative (SBTi) per il suo target di riduzione delle emissioni (al 2032), allineato alle indicazioni della scienza climatica Come d'accordo con la SBT Initiative, in quanto previsto da SBTi stessa, Acea ha realizzato il monitoraggio

del triennio 2021-2023 e lo ha pubblicato a dicembre 2023 sul sito. Il Gruppo partecipa annualmente al Carbon Disclosure Project (CDP) e nell'anno in esame si è registrata una riduzione del proprio posizionamento nella valutazione CDP passando da A- a B.

Inoltre, sul tema delle emissioni di gas climalteranti, ha pubblicato la sua seconda Informativa climatica secondo le Raccomandazioni del Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) arricchendo la sua progettualità volta all'identificazione dei rischi e alle analisi di scenario climatico di medio-lungo periodo. Da gennaio 2024 la TCFD ha trasferito il suo mandato all'ISSB (International Sustainability Standards Board), l'organismo indipendente di definizione dei principi di informativa sulla sostenibilità della Fondazione IFRS, per cui in questo documento si cita direttamente il sistema ISSB-TCFD intendendo quelle stesse Raccomandazioni della TCFD.

RISCHI OPERATIVI

RISCHIO DI COMPLIANCE NORMATIVA

La natura del business espone il Gruppo Acea a potenziali rischi di non conformità alla normativa nazionale e comunitaria volta alla tutela dei consumatori, ossia il rischio connesso principalmente alla commissione di illeciti consumeristici/pratiche commerciali scorrette o pubblicità ingannevole oltre che al rischio di non conformità alla normativa nazionale e comunitaria a tutela della concorrenza, ossia il rischio connesso principalmente al divieto, per le imprese, di porre in essere intese restrittive della concorrenza e di abusare della propria posizione dominante sul mercato.

Acea ha da tempo adottato uno specifico Programma di Compliance Antitrust e nominato il Referente Antitrust di Holding. Il Programma ha come obiettivo principale il rafforzamento dei presidi interni volti a prevenire la violazione della normativa, attraverso l'implementazione di strumenti normativi ed organizzativi, oltre che attraverso una più capillare diffusione della cultura del rispetto dei principi di leale concorrenza e dei diritti dei consumatori. Le principali Società del Gruppo hanno adottato il Programma di Compliance Antitrust in linea con le indicazioni della Holding ed istituito strutture organizzative in cui sono stati individuati i Referenti Antitrust di Società, con il compito di curare le attività di adeguamento del Programma alle singole realtà societarie e di sovrintendere alla sua implementazione e manutenzione.

Tra i rischi normativi sono inoltre comprese tutte quelle non conformità, con particolare riguardo per il Gruppo Acea alle violazioni in materia di ambiente (generati ad es. dalle attività di produzione e/o trattamento dei reflui urbani e dei rifiuti e di salute e sicurezza sul lavoro, mitigati attraverso l'adozione di sistemi di gestione certificati, rispettivamente UNI EN ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018), che possono provocare l'applicazione di sanzioni amministrative e/o penali, anche di natura interdittiva.

I Modelli Organizzativi ex D.Lgs. 231/2001 delle Società del Gruppo Acea sono continuamente aggiornati e migliorati in linea con l'evoluzione giurisprudenziale e dottrinale, l'evoluzione normativa del Decreto e i mutamenti organizzativi aziendali. Nel 2023, Acea SpA ha svolto una revisione integrale del Modello per quanto riguarda la metodologia di valutazione del rischio, al fine di renderlo coerente con le ulteriori metodologie utilizzate in azienda e ha rielaborato la Parte Speciale secondo un approccio "process driven" per rendere più fruibile il documento e facilitarne l'applicazione. Il nuovo Model-

lo di Acea SpA costituisce il framework di riferimento per i Modelli delle società del Gruppo. Relativamente ad Acea SpA, il Modello 231 è aggiornato alle modifiche normative entrate in vigore fino a novembre 2024.

Nell'ambito della più generale Procedura di Gruppo in materia di Whistleblowing, volta a regolare il sistema attraverso cui chiunque può effettuare segnalazioni di carattere volontario e discrezionale, garantendo la riservatezza dell'identità del segnalante e preservandolo, quindi, da qualsiasi ritorsione, è stata aggiornata la disciplina delle Segnalazioni afferenti a condotte illegittime anche ai sensi del D.Lgs. 231/01 e/o violazioni del Modello 231, ampliando i possibili canali di comunicazione anche attraverso una specifica piattaforma informatica, accessibile da parte di tutti (dipendenti, terzi, ecc.) sul sito Internet di ogni Società del Gruppo e da parte dei dipendenti delle Società italiane del Gruppo con accesso dedicato sulle Intranet aziendali.

Si informa che talune società consolidate (areti, Acea Ato2, Acea Infrastruttura e Acea Ambiente), come più ampiamente illustrato nei relativi bilanci, sono interessate da indagini o procedimenti che afferiscono a fattispecie rilevanti ai sensi del D.Lgs. 231/01 in materia di sicurezza e/o ambiente.

Al riguardo, si segnala che il GUP di Frosinone ha pronunciato nei confronti degli stessi sentenza di non luogo a procedere per i reati di frode nelle pubbliche forniture, turbata libertà degli incanti e peculato dichiarando, contestualmente, la propria incompetenza territoriale in favore del Tribunale di Roma per le ulteriori ipotesi di reato di ostacolo all'esercizio dell'autorità pubblica di vigilanza, falso in bilancio e dichiarazione infedele per gli esercizi 2015-2017, per le quali risulta che il Pubblico Ministero di Roma, assegnatario del relativo procedimento, abbia recentemente avanzato richiesta di archiviazione al locale Gip. Con riferimento ai procedimenti penali in cui risultano imputate, ai sensi del D.Lgs. 231/01 sulla responsabilità amministrativa da reato degli Enti, talune società consolidate, si segnala che sono intervenute di recente due pronunce assolute: la prima in relazione al procedimento penale n. 2123/16 R.G.N.R., inerente un sinistro mortale sul lavoro occorso nel 2015 ad un dipendente di Acea Ato2, sia nei confronti della persona fisica imputata che nei confronti della Società medesima, la seconda con riferimento al procedimento penale 9740/16 RGNR, scaturito da un sinistro sul lavoro occorso ad un dipendente di una ditta appaltatrice di areti (sentenza di non doversi procedere nei confronti



delle persone fisiche per intervenuta prescrizione nonché sentenza di esclusione della responsabilità “231” in capo ad areti per insussistenza dell’illecito amministrativo contestato).

Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dell’autonomia operativa delle Società rispetto alla controllante Acea, le eventuali responsabilità che dovessero essere accertate all’esito definitivo dei suddetti procedimenti sarebbero imputabili esclusivamente alle società destinatarie degli stessi, senza riflessi sulla Capogruppo o sulle altre società del Gruppo non coinvolte.

Inoltre, il Gruppo Acea è esposto ad un potenziale rischio di non conformità alla normativa in materia di protezione dei dati personali ovvero al Regolamento europeo in materia di protezione dei dati personali 2016/679 (di seguito anche GDPR), al Codice in materia di protezione dei dati personali D.Lgs. 196/03, ai provvedimenti del Garante per la protezione dei dati personali. A titolo esemplificativo, configurano violazione privacy i trattamenti illeciti per violazione dei principi di pertinenza e non eccedenza, per assenza di idonea base giuridica, di idonea informativa, di adeguate misure di sicurezza, mancata nomina del Responsabile per la protezione dei dati personali (DPO), mancata notifica data breach ecc. È stato quindi definito e implementato un Modello di Governance Privacy valevole per il Gruppo, prendendo come ambito privilegiato di osservazione la Capogruppo, nel suo ruolo di perno del sistema e fornitore di attività in service e/o centralizzate, guardando alle Società con logica di priorità sui processi core caratteristici per ambito di business. È stato esteso alle Società il programma di formazione on line, tramite piattaforma e-learning, inteso a fornire il primo layer di adempimento all’obbligo in capo ai Titolari di istruire gli incaricati del trattamento dei dati, a cui sono state associate iniziative formative su singoli processi di ambito societario come anche un particolare focus sui processi a valenza trasversale, (HR, Legal, ecc.). Sono state attuate le procedure necessarie a presidiare il rischio privacy (a titolo di esempio: procedura data classification, data retention, data cancellation, data breach, ecc.) ed è attivo un canale di contatto con il Gruppo per le segnalazioni/reclami privacy. È stato nominato un DPO in Acea SpA e, il medesimo, nelle società controllate dirette e indirette.

Ove necessario per la natura del business, è stato customizzato il Modello di gruppo nelle singole realtà, con effetti sull’implementazione e/o il fine tuning di processi ad elevato impatto privacy, nell’ambito dei quali si sono svolte anche iniziative di testing delle soluzioni di compliance già adottate.

AREA COMMERCIALE

Con riferimento all’Area Commerciale le società dell’Area nello svolgimento delle loro attività di vendita sul mercato libero elettrico e gas, risultano pienamente esposte al rischio derivante dalla concorrenza. In particolare, si evidenzia il rischio connesso a potenziali danni economico-finanziari dovuti alla progressiva concentrazione del mercato elettrico e gas, ossia la riduzione del numero dei competitor e l’incremento delle rispettive quote di mercato, che penalizzerebbe il posizionamento delle società di vendita sul mercato, in caso di mancato allineamento al trend di crescita dimensionale dei principali competitor. Ciò, in particolare, qualora si dovesse innescare una fase di riduzione del prezzo della Commodity di riferimento, che potrebbe determinare l’esposizione di una quota rilevante della customer base ad eventuali politiche aggressive dei principali competitor. Le società dell’Area risultano, altresì, esposte al rischio di potenziali impatti economico-finanziari dovuti ad una eventuale parziale efficacia delle iniziative commerciali, finalizzate a consolida-

re ed incrementare la customer base e la marginalità delle società. Inoltre, con riferimento alla commodity si evidenzia il rischio connesso a potenziali danni economico-finanziari dovuti all’impatto di mutamenti del contesto macroeconomico, ivi compresi quelli geopolitici, che porterebbe, nel primo caso, ad una riduzione dei consumi di *commodities* da parte dei clienti business e, nel secondo caso, a fenomeni di estrema volatilità dei prezzi delle *commodities*, con conseguenze negative sulle dinamiche commerciali.

Relativamente al Servizio elettrico di Maggior Tutela (SMT) che, dal 1° luglio 2024, ha visto la Società affidataria esclusivamente del servizio di fornitura per i soli clienti Vulnerabili, si rileva il rischio connesso all’evoluzione della normativa di riferimento, che potrebbe avere un impatto rilevante sulla crescita della customer base.

Questa situazione rischia di penalizzare Acea Energia per: (i) l’impossibilità ad effettuare qualsivoglia azione commerciale sui clienti del SMT sui clienti Vulnerabili del SMT; (ii) la dipendenza da tariffe regolamentate di ricavi e margini del SMT; (iii) l’esposizione di una quota rilevante della propria customer base agli impatti delle politiche che saranno adottate in vista del superamento del SMT per i clienti vulnerabili.

Nell’attività operativa di Acea Energia che, in quanto società di vendita, costituisce il *single point of contact* per i clienti finali, sia per il mercato libero elettrico e gas che per il Servizio elettrico di Maggior Tutela, rileva il rischio legato all’eventualità che si registrino livelli inadeguati di performance dei Distributori, con conseguenti impatti sulla società di vendita.

Le società dell’Area presentano inoltre rischi tipici del “business” derivanti da una gestione efficiente ed efficace dei processi di fatturazione e recupero del credito, laddove essa risulta influenzata da una performance non pienamente adeguata da parte dei distributori di energia elettrica e gas.

Per quanto attiene il rischio di prezzo commodity e gli strumenti di controllo adottati, si rimanda ai successivi rischi di natura finanziaria.

AREA RETI E ILLUMINAZIONE PUBBLICA

La società areti, avvalendosi del supporto e dell’assistenza della Funzione Risk Management, Compliance & Sustainability di Acea SpA nella gestione del processo e degli strumenti del sistema di Enterprise Risk Management implementati nel Gruppo societario, conduce periodicamente e in modalità strutturata un’attività di identificazione e valutazione dei principali rischi che possono impattare in modo significativo sul raggiungimento degli obiettivi di business derivanti dai piani strategici, industriali, finanziari e di sostenibilità.

Nel corso dell’ultimo assessment ERM si è identificato uno scenario di rischio associato al concretizzarsi delle minacce cyber che espongono i sistemi OT della Società alla compromissione di disponibilità, integrità e confidenzialità dei dati nell’ambito del perimetro dei sistemi ICS (Industrial Control System) con danni potenziali in termini di *business interruption* (per alterazione/indisponibilità di processi tecnici o amministrativi), data/infrastructure impairment (alterazione di infrastrutture logiche o fisiche) e mancata compliance normativa (e.g. GDPR - General Data Protection Regulation, NIS - Network and Information Security, Perimetro di sicurezza nazionale cibernetica).

L’azienda ha già adottato misure preventive e sta operando per implementare ulteriori azioni di contrasto in linea con le migliori tecnologie disponibili sul mercato e in ottemperanza ai disposti legislativi vigenti.

AREA PRODUZIONE

I principali rischi operativi connessi all'attività dell'area possono essere relativi a danni materiali (danni agli asset, adeguatezza dei fornitori, negligenza), danni alle persone e danni derivanti da sistemi informativi e da eventi esogeni.

La Società, per far fronte ad eventuali rischi di natura operativa, ha provveduto, sin dall'avvio della propria attività, a sottoscrivere con primari istituti assicurativi polizze per *Property Damage* (danni materiali a cose), *Third Party Liability* (responsabilità civile verso terzi), polizza infortuni dipendenti.

La Società pone particolare attenzione all'aggiornamento formativo dei propri dipendenti, attraverso docenze in presenza, aule virtuali e moduli e-learning, al fine di responsabilizzare gli operatori di campo e tutto il management aziendale a lavorare in sicurezza, nel rispetto dell'ambiente e degli ecosistemi, con adeguatezza etica e in termini di eco-sostenibilità nonché per assicurare il rispetto della conformità normativa in materia di D.Lgs.231/01 e ss.mm.ii. - Antitrust e Tutela del Consumatore - Privacy (GDPR).

La Società sviluppa e definisce, altresì, procedure organizzative interne finalizzate alla descrizione delle attività e dei processi aziendali di siti produttivi/unità operative ove risultano specificate le matrici di responsabilità ed il contesto e la normativa applicabile di riferimento; inoltre redige istruzioni operative proprie di campo dirette alla rappresentazione delle modalità esecutive degli interventi manutentivi ricorrenti, dove risultano messe in relazione le specifiche tecniche di esercizio con le condotte di sicurezza da impiegare nell'operatività.

Quanto sopra indicato si concretizza anche attraverso l'attuazione di un Sistema di Gestione Integrato Qualità - Ambiente e Sicurezza - Responsabilità Sociale d'Impresa (di seguito SISTEMA o SGI), adottato dalla Società ai sensi delle norme ISO 9001:2015 - ISO14001:2015 - ISO 45001:2018 e in conformità allo Standard Internazionale SA8000:2014, certificato da Ente esterno di controllo accreditato, rispettivamente con n.44357/23/S - EMS-5491/S - OHS-2046 - SA-2349.

L'indirizzo del SISTEMA, quale strumento funzionale a:

- rispetto dei diritti umani e recepimento/miglioramento dei diritti dei lavoratori;
- tutela della salute e sicurezza nei luoghi di lavoro e lungo la catena dei fornitori;
- salvaguardia dell'ambiente e della biodiversità degli ecosistemi di interesse;
- uso cosciente e razionale delle fonti energetiche e delle materie prime;
- promozione della cultura della qualità e del risparmio energetico;
- conseguimento della soddisfazione del cliente;
- dialogo continuo e proattivo con le altre parti interessate;
- favorire la consultazione e la partecipazione dei Lavoratori attraverso l'espressione dei loro Rappresentanti (RLS/A/E).

L'Azienda, inoltre, ha intrapreso un percorso di implementazione di un sistema di rendicontazione e comunicazione delle proprie prestazioni ambientali in accordo con quanto riportato nel Reg. CE 1221/2009 ss.mm.ii. per l'impianto di produzione idroelettrico "Centrale S. ANGELO" (Altino - CH).

Quanto suddetto trova puntuale espressione nella POLITICA di SISTEMA dichiarata, adottata e resa pubblica dalle stesse società dell'area.

AREA AMBIENTE

Per quanto attiene alla fase gestionale, si evidenzia come l'eventuale discontinuità delle attività di termovalorizzazione svolte negli impianti di Terni e San Vittore del Lazio, nonché delle attività di trattamento rifiuti svolte dagli altri impianti, qualora connesse alla produzione di energia elettrica in regime incentivato e allo svolgimento di servizi aventi rilievo pubblico, potrebbe determinare rilevanti ricadute negative, sia sotto un profilo economico che sotto un profilo di responsabilità nei confronti dei conferitori pubblici e privati. In tale contesto, quindi, il fermo impianto, laddove non programmato, prefigura un concreto rischio di mancato conseguimento degli obiettivi posti a base dell'attività industriale.

I termovalorizzatori, ma anche, seppure in grado minore, gli impianti di selezione, trattamento dei rifiuti e smaltimento sono caratterizzati da un elevato livello di complessità tecnica, che ne impone la gestione da parte di risorse qualificate e strutture organizzative dotate di un elevato livello di *know how*. Sussistono quindi concreti rischi per quanto attiene la continuità di performance tecnica degli impianti, nonché connessi all'eventuale esodo delle professionalità (non facilmente reperibili sul mercato) aventi specifiche competenze gestionali in materia.

Tali rischi sono stati mitigati attraverso l'implementazione e l'attuazione di specifici programmi e di protocolli di manutenzione e gestionali, redatti anche sulla base dell'esperienza di conduzione impiantistica maturata.

Sotto altro profilo, gli impianti e le relative attività sono parametrati su specifiche caratteristiche dei rifiuti in ingresso e rifiuti e materie prime in uscita in funzione dell'apparato autorizzativo sito-specifico. L'eventuale difformità di tali materiali rispetto alle specifiche può dare corso a concrete difficoltà gestionali, tali da compromettere la continuità operativa degli impianti e da rappresentare rischi di ricadute di natura legale e reputazionale.

Per tale motivo sono state attivate specifiche procedure di verifica e controllo dei materiali di ingresso e in uscita mediante prelievi spot e campagne analitiche ai sensi della normativa vigente.

RISCHI DI INFORMATION TECHNOLOGY

Acea ha intrapreso ormai da anni un percorso di sviluppo centrato sull'impiego delle nuove tecnologie come elemento propulsore di efficienza operativa, sicurezza e resilienza dei propri asset industriali. I principali processi aziendali sono ormai tutti supportati dall'utilizzo di avanzati sistemi informativi, implementati e gestiti dai presidi centralizzati di Gruppo in logica di supporto alle *operations* delle diverse realtà aziendali. In tal senso il Gruppo è quindi esposto ai rischi di adeguatezza dell'infrastruttura informatica alle esigenze attuali o prospettiche dei vari business oltre che ai rischi di accesso non autorizzato, con o senza dolo, e comunque non appropriato o rispettoso delle normative vigenti, dei dati trattati tramite procedure informatiche. Acea gestisce tali rischi con massima attenzione, tramite specifiche strutture organizzative di compliance aziendale, coordinate da presidi specialistici di Gruppo.

Per quanto attiene la sicurezza informatica di sistemi, infrastrutture, reti ed altri dispositivi elettronici nell'ambito dei servizi erogati dalle rispettive società del Gruppo, gli attuali presidi procedurali e tecnologici delle società stesse stanno attuando tutte le azioni necessarie per allineare la propria postura di *cyber security* ai principali standard nazionali ed internazionali di settore, al fine di innalzare la propria resilienza ai fenomeni di questa natura, aventi possibili ripercussioni in termini di *business interruption* e non compliance normativa. Sono



state implementate misure tecnologiche ed organizzative con l'obiettivo di:

- gestire le minacce a cui sono esposti l'infrastruttura di rete e i sistemi informativi dell'organizzazione, al fine di assicurare un livello di sicurezza adeguato al rischio esistente;
- prevenire gli incidenti e minimizzarne l'impatto sulla sicurezza della rete e dei sistemi informativi usati per la fornitura di servizi, in modo da assicurarne la continuità.

A tal proposito si informa che in data 2 febbraio 2023, Acea è stata vittima di un attacco hacker di tipo Ransomware, che ha impattato su tutti i servizi IT Corporate. I servizi essenziali (quali la distribuzione di energia elettrica ed acqua) non sono stati impattati; con riferimento alle Postazioni di Lavoro, è stata rilevata una compromissione limitata a poche unità, grazie alla tecnologia anti-malware attiva. Parallelamente alle attività di analisi, sono state rafforzate le misure di sicurezza in essere ed avviate le attività di recovery, tra cui il ripristino dei backup integri, che hanno portato gradualmente al ripristino delle funzionalità di tutti i sistemi/servizi. L'evento ha comportato la compromissione (cifatura) del repository dei dati non strutturati della Società con impatto sulla disponibilità. Contestualmente alle analisi interne, è stata avviata – ed è ancora in corso – un'indagine della Procura di Roma, a mezzo organi di PG - CNAIPIC Polizia Postale per analizzare l'incidente. L'incidente ha visto anche la successiva pubblicazione online di cartelle e file aziendali illegalmente estratti durante l'attacco; poiché tra questi vi era la presenza di dati personali è stata avviata la procedura di Data Breach aziendale, con la conseguente comunicazione al Garante per la Protezione dei Dati Personali (di seguito anche "GPDP"), Acea ha prontamente attivato tutte le procedure necessarie a rispettare la normativa sulla Privacy; in particolare, è stata presentata una notifica preliminare al GPDP entro il termine di legge delle 72 ore dalla rilevazione dell'in-

cidente, quindi, successivamente, due notifiche integrative più una terza il 21 aprile 2023 a chiusura del processo di notifica, con le quali è stata data evidenza delle risultanze delle analisi di volta in volta effettuate.

A seguito della chiusura del processo di notifica, il GPDP ha inviato una richiesta di informazioni, a cui Acea ha fornito riscontro nei tempi previsti, e successivamente ha avviato un'attività ispettiva, e principalmente consistente nella richiesta di informazioni e documentazione inerente alle notifiche effettuate. Detta attività ispettiva si è svolta in una prima giornata nel mese di maggio 2023, al termine della quale il GPDP ha avvisato della durata dell'attività anche per una seconda giornata che si è tenuta nel mese di luglio 2023. Al termine di questa seconda giornata, il GPDP ha concesso il termine del 31 luglio 2023 per fornire l'ulteriore documentazione richiesta, non disponibile al momento dell'attività perché in corso di definizione, documentazione regolarmente fornita alla data sopra indicata.

Da allora, non sono pervenute ulteriori richieste di informazioni e/o chiarimento da parte del GPDP, pur avendone i poteri, né provvedimenti.

Tanto premesso, tenuto presente che, ancora oggi, è nella facoltà del Garante poter approfondire ulteriormente attraverso altre richieste ed accertamenti istruttori, si deve rilevare che allo stato non è possibile prevedere, sulla base delle informazioni ad oggi disponibili, l'adozione di alcun tipo di provvedimento sanzionatorio da parte dell'Autorità, né il relativo ammontare rimanendo quindi valido ancora oggi quanto rappresentato nella comunicazione resa su richiesta di Acea, in occasione della relazione semestrale 2023, da un soggetto terzo, tenendo anche in considerazione il fatto che è stato rispettato l'iter normativo della notifica al Garante.

RISCHIO MERCATO

Il Gruppo è esposto a diversi rischi di mercato con particolare riferimento al rischio di oscillazione dei prezzi/volumi delle commodities oggetto di compravendita, al rischio tasso di interesse e, solo in minima parte, al rischio cambio. Per contenere l'esposizione entro limiti definiti il Gruppo è parte di contratti derivati utilizzando le tipologie offerte dal mercato.

Con **Rischio Mercato** si intende il rischio relativo agli effetti imprevedibili sul valore degli asset in portafoglio dovuti a variazioni delle condizioni di mercato.

RISCHIO COMMODITY

Acea SpA, attraverso l'attività svolta dall'Unità *Commodity Risk Control* della Direzione Risk Management, Compliance & Sustainability, assicura l'analisi e la misurazione dell'esposizione ai rischi di mercato, interagendo con l'Unità Energy Management di Acea Energia SpA, verificando il rispetto dei limiti e criteri generali di Gestione dei Rischi del Settore Commerciale e Trading in coerenza con le "Linee di Indirizzo del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi" di Acea SpA e le "Linee Guida per la Gestione del rischio relativo all'attività di compravendita di commodity sui mercati a termine" di Acea SpA e le specifiche procedure. L'analisi e gestione dei rischi è effettuata secondo un processo di controllo di secondo livello che prevede l'esecuzione di attività lungo tutto l'anno con periodicità differenti per tipologia di limite (annuale, mensile e giornaliera), svolte dall'Unità *Commodity Risk Control* e dai *risk owners*.

In particolare:

- annualmente, vengono definiti le metriche ed i limiti di rischio, che devono essere rispettati nella gestione dei rischi;
- giornalmente, l'Unità *Commodity Risk Control* controlla l'esposizione ai rischi di mercato delle società dell'Area Industriale Commerciale e Trading e verifica il rispetto dei limiti definiti.

La reportistica verso la *Top Management* ha periodicità giornaliera e mensile. Quando richiesto dal Sistema di Controllo Interno, *Commodity Risk Control* predisponde l'invio delle informazioni richieste.

In questo ambito si fa riferimento alle fattispecie di Rischio Prezzo e Rischio Volume così definiti:

- **Rischio di Prezzo:** rischio legato alla variazione dei prezzi delle *commodities* derivante dalla non coincidenza degli indici di prezzo di acquisti e vendita di Energia Elettrica, Gas Naturale e Titoli Ambientali;
- **Rischio di Volume:** è il rischio legato alla variazione dei volumi effettivamente consumati dai clienti finali rispetto ai volumi previsti dai contratti di vendita (profili di vendita) o, in generale, al bilanciamento delle posizioni nei portafogli.

I limiti di rischio del Settore Commerciale e Trading sono definiti in modo tale da:

- minimizzare il rischio complessivo dell'intera area;
- garantire la necessaria flessibilità operativa nelle attività di approvvigionamento delle *commodities* e di *hedging*;

- ridurre le possibilità di *over-hedging* derivanti da variazioni nei volumi previsti per la definizione delle coperture.

La gestione e la mitigazione del rischio *commodity* sono funzionali al raggiungimento degli obiettivi economici e finanziari del Gruppo Acea, come indicati nel budget, in particolare:

- proteggere il Primo Margine contro imprevisti e sfavorevoli shock di breve termine del mercato che abbiano impatti sui ricavi o sui costi;
- identificare, misurare, gestire e rappresentare l'esposizione al rischio;
- ridurre i rischi attraverso la predisposizione e l'applicazione di adeguati controlli interni, procedure, sistemi informativi e competenze.

L'attività di compravendita di *commodity* sui mercati a termine è finalizzata a soddisfare il fabbisogno atteso derivante dai contratti di vendita di energia elettrica e gas ai clienti finali.

La strategia di copertura del rischio adottata dall'Area Industriale Commerciale e Trading ha anche l'obiettivo di minimizzare il rischio associato alla volatilità del conto economico derivante dalla variabilità dei prezzi di mercato e garantire la corretta applicazione dell'Hedge Accounting (ai sensi dei Principi Contabili Internazionali vigenti) a tutti gli strumenti finanziari derivati utilizzati a tale scopo. In merito agli impegni assunti dal Gruppo Acea al fine di stabilizzare il flusso di cassa delle operazioni di acquisto e vendita di energia elettrica, si segnala che la totalità delle operazioni di copertura in essere è contabilizzata in modalità *cash flow hedge* in quanto è dimostrabile l'efficacia della copertura. Gli strumenti finanziari adoperati rientrano nella tipologia degli *swap* e dei contratti per differenza (CFD) o altri strumenti aventi finalità di copertura da rischio prezzo della *commodity*.

La valutazione dell'esposizione al rischio prevede le seguenti attività:

- registrazione di tutte le transazioni relative a quantità fisiche effettuate in appositi book (detti *Commodity Book*) differenziati per finalità dell'attività (Sourcing sui mercati all'ingrosso, Portfolio Management, Vendita ai clienti finali interni ed esterni al Gruppo Acea) e *commodity* (ad esempio: Energia Elettrica, Gas, Titoli ambientali);
- controllo quotidiano del rispetto dei limiti applicabili ai vari *Commodity Book*.

L'attività dell'Unità *Commodity Risk Control* prevede controlli codificati giornalieri sul rispetto delle procedure e dei limiti di rischio (anche ai fini del rispetto della L. 262/05) e riferisce ai Responsabili di Direzione gli eventuali scostamenti rilevati nelle fasi di controllo, affinché possano far adottare le misure atte a rientrare nei limiti previsti.

Nel corso del 2024 è proseguita la sospensione dell'applicabilità dei limiti posti alla gestione dei portafogli dell'Area Commerciale e Trading in quanto l'intero processo sopra descritto è in fase di revisione ai fini dell'ampliamento del suo perimetro di applicazione e dell'ulteriore miglioramento della sua efficienza operativa.

RISCHIO TASSO DI INTERESSE

L'approccio del Gruppo Acea alla gestione del rischio di tasso d'interesse, tenuto conto della struttura degli asset e della stabilità dei flussi di cassa del Gruppo, è stato finora prudente e volto a preservare il costo del *funding*, stabilizzare i margini e i flussi finanziari

derivanti dalla gestione caratteristica attraverso una modalità di gestione tendenzialmente statica.

In particolare, per gestione statica (da contrapporsi a quella dinamica) si intende una tipologia di gestione del rischio di tasso di interesse che non prevede un'operatività giornaliera sui mercati ma un'analisi e un controllo della posizione effettuati periodicamente sulla base di esigenze specifiche. Tale tipologia di gestione prevede pertanto un'operatività sui mercati non a fini di trading bensì orientata alla gestione di medio/lungo periodo con l'obiettivo di copertura dell'esposizione individuata. Acea ha finora deciso di ottimizzare il rischio di oscillazione dei tassi di interesse scegliendo, di volta in volta, un mix di indebitamento tra tasso fisso e variabile. Come noto infatti l'indebitamento a tasso fisso consente ad un operatore di essere immune al rischio *cash flow* in quanto stabilizza gli oneri finanziari a conto economico mentre è molto esposto al *fair value risk* in termini di variazioni del valore di mercato dello stock di debito.

RISCHIO CAMBIO

Il Gruppo non è particolarmente esposto a tale tipologia di rischio che è concentrata sulla conversione dei bilanci delle controllate estere.

Per quanto riguarda il *Private Placement* di 20 miliardi di yen, con scadenza 2025, il rischio cambio è coperto tramite un *cross currency swap*.

RISCHIO LIQUIDITÀ

L'obiettivo della gestione del rischio di liquidità per Acea e le società controllate è quello di avere una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione, assicuri un livello di liquidità adeguato ai fabbisogni finanziari nel breve-medio termine, mantenendo un corretto equilibrio tra durata e composizione del debito, anche tenendo conto degli sfidanti obiettivi previsti dal Piano Industriale in termini di sviluppo di nuove iniziative e di M&A.

Il processo di gestione del rischio di liquidità, che si avvale di strumenti di pianificazione finanziaria delle uscite e delle entrate implementati a livello delle singole società sotto il coordinamento di un apposito presidio di Gruppo, finalizzati ad ottimizzare la gestione delle coperture di tesoreria nonché a monitorare l'andamento dell'indebitamento finanziario consolidato, è realizzato sia attraverso la gestione accentrata della tesoreria sia mediante il supporto e l'assistenza forniti alle società controllate e collegate con le quali non sussiste un contratto di finanza accentrata.

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito è connesso all'eventualità che una controparte commerciale sia inadempiente, ovvero non onori il proprio impegno nei modi e tempi previsti contrattualmente. Tale tipologia di rischio viene gestita dal Gruppo Acea attraverso apposite procedure, redatte in coerenza con la *Credit Policy* di Gruppo e con opportune azioni di mitigazione.

Il sistema di *Credit Check*, operativo sui mercati non regolamentati da diversi anni e con il quale vengono sottoposti a verifica attraverso "scorecard" personalizzate tutti i nuovi clienti mass market e small business, è integrato con il sistema di gestione utenze del Mercato Libero dell'energia e del gas di Acea Energia SpA.



Le “scorecard” aggiornate sulla base delle esperienze di incasso più recenti sono state rilasciate in produzione ad inizio 2022 ed adeguate nel 2023 in coerenza con il mutato scenario di riferimento.

Nel corso del 2024 sono stati definiti ulteriori adeguamenti ai modelli sottostanti in ottica di recepire le recenti evoluzioni normative dello scenario regolatorio (e.g. Fine del Servizio di Maggior Tutela) e la conseguente evoluzione delle politiche commerciali della Società, che sono stati oggetto di rilascio a inizio 2025.

La valutazione dei clienti Large Business è gestita attraverso un workflow approvativo con organi deliberanti coerenti con il livello di esposizione attesa dalla fornitura. Anche i modelli e gli strumenti per la gestione della clientela Large Business sono stati ottimizzati nel 2023 e nel corso del 2024.

La gestione dinamica delle strategie di recupero è effettuata nei sistemi di fatturazione per i clienti attivi, in funzione delle relative abitudini di pagamento (scorecard andamentali) e attraverso un gestionale dedicato per quelli cessati.

Le strutture delle singole società deputate alla gestione dei crediti sono coordinate dall’unità Finance - Credito Corporate di Acea che garantisce il presidio end to end di tutto il processo.

L’attività di gestione massiva dei crediti attivi e dei crediti cessati di importo contenuto è svolta dalle società operative, lasciando alla Holding, oltre alla gestione dei clienti cessati di importo rilevante, l’attività di smaltimento di crediti *non-performing* mediante operazioni di dismissione. Per effetto di tali interventi, il Gruppo Acea negli ultimi anni ha significativamente migliorato la propria capacità di incasso, sia con riferimento al business di vendita di energia elettrica che a quello di somministrazione idrica.

In ragione del difficile contesto macroeconomico del 2022, ferme restando le ottime performance registrate in termini di incasso, il Gruppo Acea ha ritenuto opportuno incorporare nella valutazione del rischio di credito dell’esercizio precedente un fattore correttivo finalizzato ad anticipare un possibile peggioramento del merito creditizio delle controparti in portafoglio. Tramite dei “modelli satellite”, è stato pertanto introdotto, per le principali società del Gruppo, uno “stress di scenario” nella determinazione dei tassi di unpaid utilizzati per il calcolo della svalutazione delle fatture da emettere, diversificato in funzione del business di riferimento.

Il 2023, nonostante il perdurare di una situazione di incertezza finanziaria (incremento dei tassi e aumento dell’inflazione), si è

rivelato un anno in cui tutte le principali società del Gruppo hanno confermato performance di incasso molto elevate. Con riferimento alla chiusura di bilancio 2023, in continuità con la precedente metodologia, sono stati aggiornati i coefficienti prudenziali applicati già dal 2022 determinando pertanto i nuovi valori di “unpaid stressed”.

Tale approccio prudenziale è stato replicato anche per la chiusura del 2024, che ha comunque confermato il *trend* positivo evidenziato negli ultimi anni in termini di fatturazione ed incassi, e una progressiva riduzione dei livelli di inflazione e dei tassi di interesse.

Come negli anni precedenti, anche quest’anno il Gruppo ha posto in essere operazioni di cessione pro-soluto, rotative e spot, di crediti verso clienti Privati. Tale strategia espone il Gruppo ai rischi sottesi alla chiusura o mancata chiusura delle citate operazioni e, d’altronde, consente l’integrale deconsolidamento dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione essendo trasferiti tutti i rischi e i benefici ad essi connessi.

I crediti commerciali sono esposti in bilancio al netto delle eventuali svalutazioni; si ritiene che il valore riportato esprima la corretta rappresentazione del valore di presunto realizzo del monte crediti commerciali.

RISCHI CONNESSI AL RATING

La possibilità di accesso al mercato dei capitali e alle altre forme di finanziamento nonché i costi connessi dipendono, tra l’altro, dal merito di credito assegnato al Gruppo da parte delle agenzie di rating.

Eventuali riduzioni del merito di credito potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di accesso al mercato dei capitali ed incrementare il costo della raccolta con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

L’attuale *rating* di Acea è riportato nella tabella che segue.

Società	M/L termine	Breve termine	Outlook	Data
Fitch	BBB+	F2	Stabile	03/2024
Moody’s	Baa2	n.a.	Stabile	11/2023