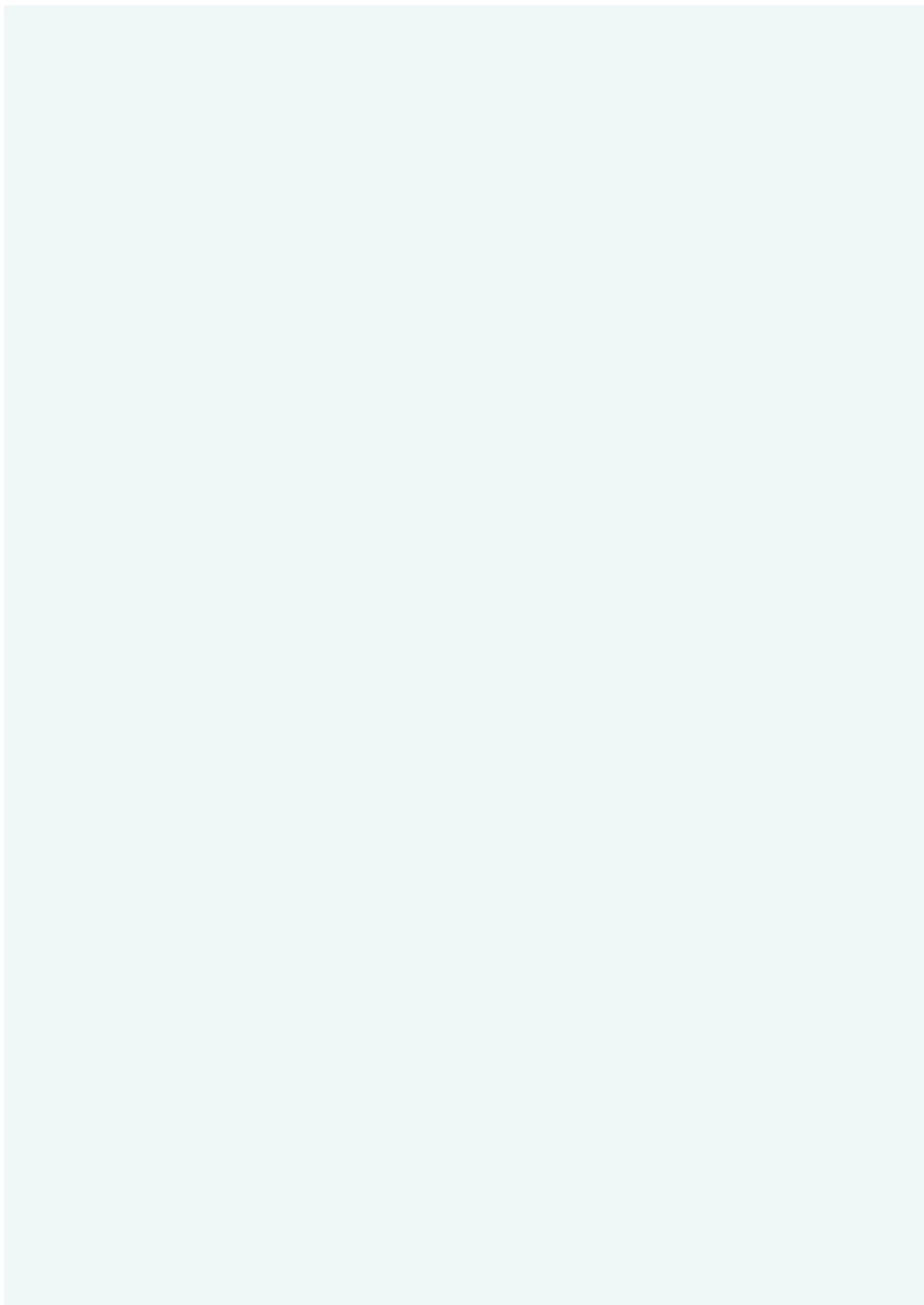


1

RELAZIONE
SULLA GESTIONE







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
Francesca Menabuoni***	Consigliere
Elisabetta Maggini	Consigliere
Luisa Melara	Consigliere
Angelo Piazza	Consigliere
Alessandro Picardi	Consigliere
Vincenza Patrizia Rutigliano	Consigliere
Nathalie Tocci	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

Sabrina Di Bartolomeo****

SOCIETÀ DI REVISIONE

PricewaterhouseCoopers SpA

* nominato dall'Assemblea dei Soci in data 18 aprile 2023

** nominato dal Consiglio di Amministrazione in data 3 maggio 2023

*** nominata dal Consiglio di Amministrazione in data 10 novembre 2023

**** nominata dal Consiglio di Amministrazione in data 23 giugno 2023

MODELLO ORGANIZZATIVO DI ACEA

Acea è uno dei principali gruppi industriali italiani ed è quotata in Borsa dal 1999. Acea ha adottato un assetto organizzativo e un modello operativo che trova fondamento nelle linee strategiche basate sulla crescita nel mercato idrico attraverso sviluppi infrastrutturali, espansione geografica, 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:

ACQUA

Il Gruppo Acea è il primo operatore italiano nel settore idrico con 10 milioni di abitanti serviti. Il Gruppo 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 e Molise. 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 la società ASM Terni che opera anche nel settore della raccolta rifiuti, di spazzamento delle strade e distribuzione elettrica. 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, Repubblica Dominicana 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 & SMART CITIES

Il Gruppo Acea è tra i principali operatori nazionali con circa 9 TWh elettrici distribuiti a Roma; sempre nella Capitale il Gruppo gestisce l'illuminazione pubblica e artistica con oltre 206.000 lampade. Il Gruppo Acea è impegnato in progetti di efficienza energetica e nello sviluppo di nuove tecnologie, come le *smart grid* e la mobilità elettrica, attraverso la realizzazione di progetti pilota particolarmente innovativi.

AMBIENTE

Il Gruppo Acea è uno dei principali player nazionali con circa 1,8 milioni di tonnellate di rifiuti, inclusi quelli intermediati, trattati all'anno. 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 e 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 recycling*, considerato ad alto potenziale, in coerenza con l'obiettivo strategico di valorizzazione ambientale ed energetica dei rifiuti, nonché nel loro recupero e riciclo nelle filiere della plastica, carta, metalli e nella produzione di compost di alta qualità.

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 con l'obiettivo di migliorare la qualità dei servizi offerti con particolare riguardo ai canali web e social. Presidia le politiche di *energy management* del Gruppo. L'Area ha inoltre l'obiettivo di ricercare innovazioni e start-up per avviare progetti di sperimentazione e sviluppo in ambito tecnologico.

PRODUZIONE

Il Gruppo Acea è tra i principali operatori nazionali nell'ambito della generazione da fonti rinnovabili 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 nell'implementazione di nuova capacità produttiva che riduca l'impronta carbonica del Gruppo.

ENGINEERING & INFRASTRUCTURE PROJECTS

Il Gruppo Acea 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 dovranno 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 e 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 e 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 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", delle "Attività finanziarie correnti";
- la posizione finanziaria netta rappresenta un indicatore della struttura finanziaria del Gruppo Acea determinato in continuità con i precedenti esercizi e utilizzato a partire dal presente documento esclusivamente per l'informativa esposta nelle aree di business al fine di fornire un'informativa di segment chiara e facilmente riconciliabile con l'indebitamento finanziario (ESMA) di cui sopra. 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	2023	2022	Variazione	Variazione %
Ricavi netti consolidati	4.649,4	5.138,2	(488,9)	(9,5%)
Costi operativi consolidati	3.272,9	3.861,1	(588,2)	(15,2%)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	0,0	0,0	0,0	n.s.
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	14,4	27,9	(13,5)	(48,4%)
Margine operativo lordo	1.390,9	1.305,0	85,9	6,6%
Risultato operativo	612,3	565,9	46,5	8,2%
Risultato netto	327,4	311,2	16,3	5,2%
Utile/(Perdita) di competenza di terzi	33,5	31,4	2,1	6,7%
Risultato netto di competenza del Gruppo	293,9	279,7	14,2	5,1%

Dati patrimoniali

€ milioni	31/12/2023	31/12/2022	Variazione	Variazione %
Capitale Investito Netto	7.669,8	7.194,9	474,9	6,6%
Indebitamento Finanziario Netto	(4.846,8)	(4.439,7)	(407,1)	9,2%
Patrimonio Netto Consolidato	(2.823,1)	(2.755,2)	(67,8)	2,5%

Margine operativo lordo

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Ambiente	84,4	101,6	(17,2)	(17,0%)
Commerciale	129,3	90,0	39,3	43,7%
Acqua (Estero)	35,7	33,0	2,7	8,3%
Acqua	743,9	669,0	75,0	11,2%
Reti & Smart Cities	375,4	352,2	23,3	6,6%
Produzione	53,9	89,8	(36,0)	(40,0%)
Engineering & Infrastructure Projects	9,9	13,2	(3,3)	(24,8%)
Corporate	(41,6)	(43,7)	2,1	(4,7%)
Totale Margine operativo lordo	1.390,9	1.305,0	85,9	6,6%

Investimenti*

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Ambiente	38,9	46,2	(7,3)	(15,9%)
Commerciale	50,2	49,6	0,6	1,2%
Acqua (Estero)	5,7	5,8	(0,1)	(1,4%)
Acqua	682,4	611,0	71,4	11,7%
Reti & Smart Cities	299,6	268,8	30,8	11,5%
Produzione	41,1	30,3	10,8	35,7%
Engineering & Infrastructure Projects	4,7	5,8	(1,1)	(18,8%)
Corporate	20,1	32,7	(12,6)	(38,4%)
Totale Investimenti	1.142,7	1.050,1	92,6	8,8%

* Il valore degli investimenti è esposto al lordo degli investimenti finanziati pari a € 149,8 milioni per il 2023 ed € 48,9 milioni per il 2022.

SINTESI DEI RISULTATI: ANDAMENTO DEI RISULTATI ECONOMICI

Dati economici

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Ricavi da vendita e prestazioni	4.430,3	4.957,2	(526,9)	(10,6%)
Altri ricavi e proventi	219,1	181,1	38,1	21,0%
Costi esterni	2.938,4	3.556,1	(617,6)	(17,4%)
Costo del lavoro	334,5	305,1	29,4	9,6%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	0,0	0,0	0,0	n.s.
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	14,4	27,9	(13,5)	(48,4%)
Margine operativo lordo	1.390,9	1.305,0	85,9	6,6%
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	778,5	739,2	39,4	5,3%
Risultato operativo	612,3	565,9	46,5	8,2%
Gestione finanziaria	(136,5)	(85,7)	(50,8)	59,3%
Gestione partecipazioni	(0,6)	17,8	(18,4)	(103,4%)
Risultato ante imposte	475,2	497,9	(22,7)	(4,6%)
Imposte sul reddito	147,8	186,8	(39,0)	(20,9%)
Risultato netto	327,4	311,2	16,3	5,2%
Utile/(Perdita) di competenza di terzi	33,5	31,4	2,1	6,7%
Risultato netto di competenza del Gruppo	293,9	279,7	14,2	5,1%

La tabella di seguito riportata rappresenta i principali impatti della variazione del perimetro di consolidamento al 31 dicembre 2023 (al

loro delle elisioni *intercompany*). Per maggiori approfondimenti si rinvia al paragrafo “Principali variazioni dell’area di consolidamento”.

€ milioni	Tecoservizi	ASM Terni	Energy Box	Ramo Polo Cirsu	Totale
Ricavi netti consolidati	14,7	63,9	(5,8)	17,9	90,7
Costi operativi consolidati	12,4	54,0	(1,1)	6,9	72,1
Margine operativo lordo	2,3	10,0	(4,7)	11,0	18,6
Risultato operativo	(0,1)	3,7	(4,5)	4,9	3,9

Al 31 dicembre 2023 i **ricavi da vendita e prestazioni** ammontano a € 4.430,3 milioni in diminuzione di € 526,9 milioni (-10,6%) rispetto a quelli del precedente esercizio. La variazione in diminuzione è imputabile ai minori ricavi da vendita e prestazioni di energia elettrica (-€ 667,5 milioni) e gas (-€ 27,4 milioni) per effetto dell’incremento dei prezzi unitari registrato nel 2022 e in parte per le minori quantità, e ai minori ricavi per Gestione Riconoscimento Incentivo (GRIN), dovuto alla diversa calendarizzazione degli incentivi GRIN da parte del GSE (-€ 5,0 milioni). Compensano tale variazione:

- i maggiori ricavi da conferimento rifiuti e gestione discarica (+€ 50,3 milioni) da imputare quasi integralmente alla variazione dell’area di consolidamento (+€ 62,7 milioni) in parte compensati dai minori ricavi da vendita energia dovuti sia all’andamento del prezzo che ai minori volumi (-€ 9,0 milioni) e dai minori ricavi da conferimenti della filiera Compost (-€ 4,0 milioni);
- i maggiori ricavi da servizio idrico integrato (€ 36,0 milioni) in parte per effetto dei maggiori investimenti e in parte derivanti dall’aumento dei ricavi tariffari, influenzati anche dall’aggiornamento tariffario biennale 2022-2023 oltre, che per la stima dei conguagli per partite passanti (energia elettrica, acqua all’ingrosso ecc.);
- i maggiori ricavi da prestazioni a clienti (+€ 18,8 milioni) derivanti in parte dalla variazione su lavori in corso su ordinazione relativi ai progetti di *energy efficiency* (+€ 32,6 milioni), compensati in parte dalla variazione negativa delle rimanenze legate a commesse pluriennali (-€ 11,5 milioni) e dai minori ricavi realizzati in relazione al contratto di illuminazione pubblica del Comune di Roma (-€ 6,2 milioni);
- i maggiori ricavi derivanti da sviluppo sostenibile (+€ 62,0 milioni) derivanti dalle attività di vendita, installazione e assistenza ai clienti di attività e servizi in ambito dai progetti di *energy efficiency*, *smart services* e *smart comp*.

Gli **altri ricavi** evidenziano un aumento di € 38,1 milioni (+21,0%) rispetto al precedente esercizio. La variazione deriva in prevalenza i) da maggiori sopravvenienze attive (+€ 20,5 milioni) in gran parte rilevate a fronte di stanziamenti di partite energetiche relative a esercizi precedenti; ii) maggiori rimborsi per danni e penalità (+€ 8,9 milioni) in parte imputabili ad Acea Energia (+€ 7,6 milioni) per l’incremento dei ricavi per indennizzi della componente Cmor e areti (+€ 2,3 milioni) legati a transazioni chiuse con fornitori; iii) maggiori ricavi di GORI derivanti dall’iscrizione dei contributi su OO.RR. (Opere Regionali) relativi agli anni 2018-2021 (+€ 5,4

milioni); iv) maggiori ricavi da margine IFRIC 12 (+€ 3,1 milioni) a seguito dei maggiori investimenti; v) minori contributi conto energia (-€ 3,7 milioni) principalmente per effetto del deconsolidamento delle società fotovoltaiche.

I **costi esterni** presentano una diminuzione complessiva di € 617,6 milioni (-17,4%) rispetto al 31 dicembre 2022. La variazione si deve alla riduzione dei costi legati all’approvvigionamento di energia elettrica e gas sul mercato libero e sul mercato della tutela graduale (-€ 721,3 milioni), in linea con quanto registrato nei ricavi e alle minori iscrizioni di sopravvenienze passive (-€ 11,3 milioni) in prevalenza riferibili all’iscrizione nel precedente esercizio di partite relative all’anno 2020 riconosciute in misura inferiore, in sede di aggiornamento biennale della predisposizione tariffaria 2020-2023 con particolare riferimento alla componente “RCARC”, compensate in parte dalle maggiori sopravvenienze in relazione a stanziamenti di partite energetiche relative a esercizi precedenti. Tale riduzione è compensata dall’incremento:

- dei costi per servizi e appalti (+€ 95,4 milioni) in gran parte riferibili ai progetti di *energy efficiency* e *smart services* (+€ 73,5 milioni) in linea con quanto rilevato nei ricavi, ai maggiori costi per smaltimento e trasporto fanghi, scorie, ceneri e rifiuti (+€ 7,1 milioni) e ai maggiori costi per indennizzi Cmor (+€ 7,9 milioni). Compensa tale incremento una generale riduzione delle altre voci di spesa, tra cui minori prestazioni tecniche e amministrative (-€ 7,5 milioni), spese pubblicitarie e sponsorizzazioni (-€ 5,0 milioni) e minori canoni di manutenzione (-€ 4,5 milioni). La variazione di perimetro incide sulla voce per complessivi +€ 33,9 milioni;
- dei costi per acquisto materie (+€ 5,0 milioni) influenzate in gran parte dalla variazione di perimetro (+€ 2,9 milioni);
- degli oneri per risarcimento danni (+€ 3,0 milioni) di areti derivanti da indennizzi a clienti e perdite su crediti prescritti.

Il **costo del lavoro** risulta in aumento rispetto all’esercizio precedente per € 29,4 milioni (+9,6%), influenzato in parte dalla variazione di perimetro (+€ 20,2 milioni) e in parte per l’incremento dei salari e degli stipendi derivante dall’effetto incrementale delle componenti retributive e per effetto dell’adeguamento dei contratti collettivi nazionali del lavoro.

La consistenza media del personale si attesta a 10.348 dipendenti e aumenta di 137 unità rispetto al precedente esercizio in prevalenza influenzata dalla variazione di perimetro (+78 unità).

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Costo del lavoro al lordo dei costi capitalizzati	532,0	499,1	32,9	6,6%
Costi capitalizzati	(197,5)	(194,0)	(3,5)	1,8%
Costo del lavoro	334,5	305,1	29,4	9,6%

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity** presentano saldo zero e accoglievano in esercizi precedenti i proventi netti su derivati di copertura chiusi nel periodo, in base a quanto previsto dall'IFRS 9.

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	2023	2022	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo	156,5	150,8	5,7	3,8%
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(128,5)	(108,3)	(20,2)	18,7%
Gestione partecipazioni	(7,8)	(3,2)	(4,6)	145,6%
Imposte sul reddito	(5,8)	(11,5)	5,6	(49,1%)
Proventi da partecipazioni di natura non finanziaria	14,4	27,9	(13,6)	(48,4%)

Il provento da partecipazioni di tali società risulta in riduzione di € 13,6 milioni influenzato principalmente dai maggiori ammortamenti.

Il **Margine operativo lordo (EBITDA)** passa da € 1.305,0 milioni del 31 dicembre 2022 a € 1.390,9 milioni del 31 dicembre 2023 registrando una crescita di € 85,9 milioni, pari al 6,6%. L'EBITDA al netto delle variazioni di perimetro (€ 18,6 milioni) e delle partite *non recurring* 2022 (€ 20,0 milioni) in prevalenza relative alle vendite dei diritti di CO₂ a seguito della delibera n. 66/22 (€ 11,1 milioni), e alla svalutazione degli impianti soggetti ad attività di *revamping* (€ 9,1 milioni) risulta in crescita del 6,9% (+€ 87,0 milioni). La variazione su base organica è pertanto riconducibile ai seguenti effetti contrapposti:

- minori margini sui WTE dovuti in parte allo scenario energetico (-€ 4,6 milioni) e in parte alle minori quantità di energia ceduta (-€ 0,4 milioni);
- minori margini derivanti dalle attività di compostaggio (-€ 5,2 milioni), TBM e discarica (-€ 2,0 milioni) e *recycling* (-€ 4,0 milioni) per effetto sia di minori tariffe che di minori quantità;
- minori margini derivanti dalla produzione idroelettrica e termoelettrica (-€ 22,0 milioni), influenzati in prevalenza dall'effetto prezzo (-€ 46,0 milioni) e compensati in parte dalle maggiori

quantità (+€ 24,0 milioni);

- maggiori margini derivanti dalla crescita dei ricavi tariffari idrici, relativi a partite non passanti (+€ 37,0 milioni), in parte influenzati dall'aggiornamento tariffario biennale 2022-2023;
- iscrizione in GORI dei contributi su OO.RR. relativi agli anni 2018-2021 (+€ 5,3 milioni);
- maggiori margini derivanti dal bilanciamento energetico (+€ 16,1 milioni) e dalla gestione del servizio di Illuminazione Pubblica nel Comune di Roma (+€ 3,0 milioni) in seguito ad attività straordinarie di manutenzione e sicurezza e a partite straordinarie relative ad anni precedenti;
- incremento del margine su vendita energia elettrica e gas su mercato libero (rispettivamente +€ 27,5 milioni e +€ 29,6 milioni) compensato dalla riduzione del margine energia sul mercato tutelato (-€ 13,9 milioni) e del margine derivante dalle attività di *energy management* (-€ 24,5 milioni);
- incremento dei margini per servizi a valore aggiunto (+€ 8,1 milioni) in relazione alle attività eseguite in ambito *energy efficiency*.

Il **Risultato operativo (EBIT)** risulta pari a € 612,3 milioni e segna un incremento di € 46,5 milioni rispetto al precedente esercizio. Si espone di seguito il dettaglio delle voci che influenzano l'EBIT.

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Ammortamenti e riduzioni di valore	651,8	594,6	57,2	9,6%
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali	86,5	113,4	(26,9)	(23,7%)
Accantonamenti e rilasci per rischi e oneri	40,2	31,2	9,1	29,1%
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	778,5	739,2	39,4	5,3%

La variazione in aumento degli **ammortamenti e riduzioni di valore** (+€ 57,2 milioni) è legata in prevalenza alla naturale crescita degli ammortamenti sui business regolati, in prevalenza dell'area "Acqua", come conseguenza dei maggiori investimenti, dell'entrata in esercizio di cespiti in corso, e in parte alla crescita degli ammortamenti riferiti ai costi di *commissioning* per l'acquisizione di nuovi clienti di Acea Energia (+€ 6,2 milioni). La variazione di perimetro incide sull'incremento per € 13,6 milioni per gli effetti conseguenti all'acquisizione del ramo d'azienda denominato "Polo Cirsu" (+€ 6,1 milioni), il consolidamento a fine 2022 di ASM Terni (+€ 5,2 milioni) e Tecnoservizi (+€ 2,4 milioni).

Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali**, sono in diminuzione rispetto all'esercizio precedente sia con riferimento al valore assoluto (-€ 26,9 milioni) sia per quanto riguarda l'incidenza sui ricavi consolidati di Gruppo (1,9% verso 2,2%). Tale risultato è sostanzialmente riconducibile, oltre che alle elevate performance di incasso registrate dalle principali società, alle seguenti motivazioni: per quanto riguarda la B.U. Commerciale (-€ 12,0 milioni), alla riduzione dei volumi di fatturato conseguente alle politiche commerciali di frazionamento del rischio e all'andamento del prezzo delle *commodities*; per quanto riguarda l'area "Acqua" (-€ 13,8 milioni), al combinato disposto i) della crescita del business ii) della chiusura con esito favorevole di alcune transazioni su crediti di importo rilevante da parte di Acea Ato2, iii) della presenza nel 2022 di una componente straordinaria non ricorrente registrata su GORI (transazione con EIC "Ente Idrico Campano") per partite pregresse pari a circa +€ 5,6 milioni. Infine, in continuità con i periodi precedenti, è stato sostanzialmente confermato lo "stress di scenario" introdotto nel 2022 sulle principali società del Gruppo, finalizzato ad anticipare potenziali deterioramenti del merito creditizio dei clienti non desumibili dalle performance attuali ma derivanti da "modelli satellitari" basati su dati macroeconomici e *-business information*.

Gli **accantonamenti e i rilasci per rischi e oneri** risultano in crescita rispetto al precedente esercizio (+€ 9,1 milioni). La variazione è imputabile ai maggiori accantonamenti di Acea Ato2 in prevalenza legati a un'ingiunzione di pagamento da parte della Regione Lazio con riferimento a una richiesta di riconoscimento di maggiori canoni concessori relativi al periodo ante 2011 (+€ 5,6 milioni), areti per accantonamenti vari tra i quali Turnisti ex Enel, procedimento ARERA Cmor, reclamo ARERA per oneri cambio di residenza (+€ 5,0 milioni), Acea Innovation (+€ 2,7 milioni) in relazione a contenziosi su *ecobonus*, Cavallari (+€ 2,2 milioni) in prevalenza per l'accantonamento relativo al verbale di accertamento derivante da una verifica condotta dell'Ispektorato del lavoro in merito a contributi previdenziali e Acea Energia per il rilascio del Fondo accantonato per la sanzione AGCM a seguito della sentenza con la quale il TAR Lazio ha annullato il provvedimento in ragione della conformità dell'operato di Acea Energia alla regolazione di riferimento, così

come ricostruita da ARERA nel proprio parere endoprocedimentale (€ 2,6 milioni). Compensa tale variazione il minore accantonamento, al netto dei rilasci, per i programmi di mobilità del Gruppo (-€ 10,2 milioni).

Il **risultato della gestione finanziaria** evidenzia oneri netti per € 136,5 milioni in crescita rispetto al 31 dicembre 2022 di € 50,8 milioni per l'effetto combinato del rialzo dei tassi di interesse e dell'aumento del debito medio del periodo. In particolare, l'incremento degli oneri finanziari risente: i) dei maggiori interessi registrati dalla Capogruppo su prestiti obbligazionari derivanti in prevalenza dalla nuova emissione da € 700 milioni della Capogruppo (+€ 24,0 milioni) e maggiori interessi su finanziamenti a medio-lungo termine (+€ 16,5 milioni) per effetto dell'incremento dei tassi di interesse e a breve termine (+€ 8,0 milioni); ii) dei maggiori oneri relativi ad Acea Energia in relazione a interessi di dilazione per € 7,9 milioni. Per quanto riguarda i proventi finanziari si segnala i) l'incremento degli interessi attivi su crediti a breve (+€ 13,2 milioni), di cui € 10,8 milioni relativi agli interessi attivi sui depositi a breve della Capogruppo; ii) i maggiori interessi attivi verso clienti per € 8,1 milioni in prevalenza imputabili all'incremento dei tassi di mercato; iii) i minori proventi da attualizzazione in relazione al provento da attualizzazione rilevato da GORI nel 2022 (-€ 11,1 milioni).

Il costo globale medio "*all in*" del debito del Gruppo Acea si è attestato al 2,08% contro l'1,44% dell'esercizio precedente.

I **proventi e oneri da partecipazioni** evidenziano proventi netti per € 0,6 milioni in riduzione di € 18,4 milioni rispetto al precedente esercizio. Tale riduzione deriva in gran parte dall'iscrizione della plusvalenza netta rilevata nel 2022 (€ 16,4 milioni) conseguente la cessione di un gruppo di impianti fotovoltaici nell'ambito dell'accordo siglato con il fondo britannico di investimento Equitix. Gli effetti, conseguenti il deconsolidamento delle attività in dismissione al 31 dicembre 2021, comprendevano anche la valutazione provvisoria delle attività e passività relative al secondo closing dell'operazione, classificate in IFRS5.

La **stima del carico fiscale** è pari a € 147,8 milioni contro € 186,8 milioni del precedente esercizio, la riduzione deriva dall'effetto combinato del minor utile ante imposte e del minor tax rate influenzato nel 2022 dal contributo solidaristico straordinario di cui all'articolo 37 del D.L. 21/2022 (c.d. contributo extraprofitto). Il tax rate al 31 dicembre 2023 si attesta così al 31,1% (era il 37,5% al 31 dicembre 2022).

Il **risultato netto di competenza del Gruppo** si attesta a € 293,9 milioni e segna un aumento di € 14,2 milioni rispetto al precedente esercizio. La variazione al netto degli effetti *one-off* (€ 38,0 milioni) e della variazione di perimetro (€ 2,4 milioni) presenta un incremento pari a circa € 50 milioni (+22%).

SINTESI DEI RISULTATI: ANDAMENTO DEI RISULTATI PATRIMONIALI E FINANZIARI

Dati patrimoniali

€ milioni	31/12/2023	31/12/2022	Variazione	Variazione %
Attività e passività non correnti	8.366,1	7.847,0	519,1	6,6%
Circolante Netto	(696,2)	(652,0)	(44,2)	6,8%
Capitale Investito Netto	7.669,8	7.194,9	474,9	6,6%
Indebitamento Finanziario Netto	(4.846,8)	(4.439,7)	(407,1)	9,2%
Totale Patrimonio netto	(2.823,1)	(2.755,2)	(67,8)	2,5%

Attività e passività non correnti

Rispetto al 31 dicembre 2022 le attività e passività non correnti aumentano di € 519,1 milioni (+6,6%); di seguito si rappresenta la composizione della voce:

€ milioni	31/12/2023	31/12/2022	Variazione	Variazione %
Immobilizzazioni materiali/immateriali	7.885,2	7.383,0	502,1	6,8%
Partecipazioni	367,3	351,9	15,4	4,4%
Altre attività non correnti	958,8	844,6	114,2	13,5%
TFR e altri piani e benefici definiti	(109,9)	(113,0)	3,1	(2,7%)
Fondi rischi e oneri	(224,3)	(218,0)	(6,3)	2,9%
Altre passività non correnti	(511,1)	(401,5)	(109,5)	27,3%
Attività e passività non correnti	8.366,1	7.847,0	519,1	6,6%

L'incremento delle **immobilizzazioni materiali e immateriali** (+€ 502,1 milioni) deriva principalmente dagli investimenti, attestatisi a € 1.142,7 milioni, compensati dagli ammortamenti e dalle riduzioni di valore per complessivi € 651,8 milioni.

La variazione degli investimenti rispetto al precedente esercizio è pari a € 92,6 milioni e attiene principalmente all'area Acqua (+€ 71,4 milioni). Gli investimenti del periodo si riferiscono per l'89% ai business regolati; di seguito gli investimenti realizzati da ciascuna Area Industriale.

Investimenti

€ milioni	31/12/2023	31/12/2022	Variazione	Variazione %
Ambiente	38,9	46,2	(7,3)	(15,9%)
Commerciale	50,2	49,6	0,6	1,2%
Acqua (Estero)	5,7	5,8	(0,1)	(1,4%)
Acqua	682,4	611,0	71,4	11,7%
Reti & Smart Cities	299,6	268,8	30,8	11,5%
Produzione	41,1	30,3	10,8	35,7%
Engineering & Infrastructure Projects	4,7	5,8	(1,1)	(18,8%)
Corporate	20,1	32,7	(12,6)	(38,4%)
Totale investimenti	1.142,7	1.050,1	92,6	8,8%

Le **partecipazioni** aumentano di € 15,4 milioni rispetto al 31 dicembre 2022. La variazione è determinata dall'incremento relativo alla valutazione del periodo delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto che contribuiscono all'EBITDA (+€ 14,6 milioni) e alla variazione di perimetro (+€ 5,9 milioni) al netto dell'effetto della distribuzione dei dividendi (-€ 7,7 milioni) e dell'impatto della variazione delle riserve di "other comprehensive income" (-€ 4,4 milioni). Si segnala che le "Altre partecipazioni" hanno registrato un incremento pari a € 5,1 milioni in conseguenza all'acquisto da parte della Capogruppo di n.

1.250.000 azioni di Bonifiche Ferraresi SpA.

Lo stock del **TFR e altri piani a benefici definiti** registra una diminuzione di € 3,1 milioni, prevalentemente dovuta al decremento del fondo isopensione. Il tasso di attualizzazione passa dal 4,0% del 31 dicembre 2022 al 3,2% del 31 dicembre 2023.

I **fondi rischi e oneri** aumentano per € 6,3 milioni rispetto alla fine dell'esercizio precedente; di seguito è riportato il dettaglio per natura dei fondi:

€ milioni	31/12/2022	Utilizzi	Accantonamenti	Rilascio per esubero fondi	Riclassifiche / Altri movimenti	31/12/2023
Legale	14,6	(2,0)	2,6	(2,3)	0,1	13,0
Fiscale	5,7	(0,5)	0,6	(0,8)	(0,0)	5,0
Rischi regolatori	31,6	(0,5)	4,4	(0,5)	1,1	36,0
Partecipate	8,2	(2,1)	0,4	0,6	5,7	12,8
Rischi contributivi	1,5	0,0	2,3	(0,1)	(0,0)	3,7
Franchigie assicurative	10,9	(2,2)	2,4	0,0	0,0	11,0
Altri rischi e oneri	28,0	(4,2)	20,3	(1,5)	(3,5)	39,0
Totale fondo rischi	100,4	(11,6)	32,9	(4,6)	3,3	120,5
Mobilità del personale	28,0	(18,0)	10,0	0,0	(8,7)	11,4
Post mortem	68,3	(0,4)	(0,0)	0,0	4,5	72,4
Fondo oneri verso altri	21,1	(2,2)	1,9	0,0	(0,9)	19,9
Fondo imposte infrannuali	0,0	0,0	0,0	0,0	(0,0)	0,0
Fondo oneri di ripristino	0,1	0,0	0,0	0,0	(0,0)	0,1
Totale fondo oneri	117,6	(20,6)	11,9	0,0	(5,2)	103,8
Totale fondo rischi e oneri	218,0	(32,1)	44,8	(4,6)	(1,8)	224,3

Le **altre attività non correnti** si incrementano di € 114,2 milioni, principalmente in conseguenza dell'aumento dei crediti a lungo per accounting regolatorio (+€ 73,6 milioni), per conguagli tariffari (+€ 34,5 milioni) e dei crediti per imposte differite (+€ 25,2 milioni) parzialmente compensati dalla riduzione del fair value dei derivati attivi (-€ 5,1 milioni). L'incremento delle **altre passività non correnti** (+€ 09,5 milioni) è invece riferito principalmente ai maggiori risconti passivi sui contributi in conto impianti (+€ 113,4 milioni) parzialmente compensati dai minori depositi cauzionali (-€ 4,2 milioni).

Circolante netto

La variazione del circolante netto rispetto al 31 dicembre 2022 deriva dall'effetto combinato della riduzione dei crediti correnti (-€ 52,2 milioni), del decremento delle altre attività correnti (-€ 69,0 milioni), della diminuzione dei debiti correnti (-€ 94,0 milioni) e dell'incremento delle altre passività correnti (+€ 10,3 milioni).

€ milioni	31/12/2023	31/12/2022	Variazione	Variazione %
Crediti correnti	1.213,2	1.265,4	(52,2)	(4,1%)
- di cui utenti/clienti	1.170,0	1.216,1	(46,1)	(3,8%)
- di cui Roma Capitale	21,0	35,6	(14,7)	(41,1%)
- di cui verso controllate e collegate	22,2	13,7	8,5	62,6%
Rimanenze	97,8	104,5	(6,7)	(6,4%)
Altre attività correnti	418,1	487,1	(69,0)	(14,2%)
Debiti correnti	(1.750,5)	(1.844,5)	94,0	(5,1%)
- di cui fornitori	(1.741,8)	(1.802,6)	60,8	(3,4%)
- di cui Roma Capitale	(4,9)	(34,8)	29,9	(85,9%)
- di cui verso controllate e collegate	(3,8)	(7,1)	3,3	(46,2%)
Altre passività correnti	(674,9)	(664,6)	(10,3)	1,6%
Circolante netto	(696,2)	(652,0)	(44,2)	6,8%

I **crediti verso utenti e clienti**, al netto del fondo svalutazione crediti, ammontano a € 1.170,0 milioni e risultano in diminuzione rispetto al 31 dicembre 2022 di € 46,1 milioni in prevalenza per la riduzione registrata dall'area Commerciale (-€ 106,6 milioni) influenzata in prevalenza sia dai prezzi dell'energia del precedente esercizio sia per dalle minori quantità fatturate; tale variazione risulta in parte compensata dall'incremento dell'area Acqua (+€ 42,6 milioni) e Reti & Smart Cities (+€ 10,1 milioni).

Rapporti con Roma Capitale

In merito ai **rapporti con Roma Capitale** al 31 dicembre 2023 il saldo netto risulta a credito per il Gruppo per € 17,2 milioni (€ 1,7

Il fondo svalutazione crediti ammonta a € 628,1 milioni in aumento rispetto al 31 dicembre 2022 (era pari a € 615,5 milioni). Nel corso del 2023 sono stati ceduti *pro soluto* crediti "performing" per un ammontare complessivo pari a € 1.218,6 milioni di cui € 171,1 milioni verso la Pubblica Amministrazione.

milioni al 31 dicembre 2022). Si rappresenta di seguito il dettaglio dei rapporti con Roma Capitale:

	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Crediti per utenze	17,6	32,9	(15,3)
Fondi svalutazione	(1,8)	(1,7)	(0,0)
Totale crediti da utenza	15,8	31,2	(15,3)
Crediti per lavori e servizi idrici	3,8	3,8	0,0
Crediti per lavori e servizi da fatturare idrici	0,9	0,6	0,4
Fondi svalutazione	(2,2)	(2,2)	0,0
Crediti per lavori e servizi elettrici	4,5	4,4	0,2
Crediti lavori e servizi - da emettere	0,4	0,2	0,2
Fondi svalutazione	(0,3)	(0,3)	0,0
Totale crediti per lavori	7,2	6,5	0,7
Totale crediti commerciali	23,0	37,7	(14,7)
Crediti finanziari per Illuminazione Pubblica fatture emesse	139,1	135,1	4,0
Fondi svalutazione	(58,0)	(58,0)	(0,0)
Crediti finanziari per Illuminazione Pubblica fatture da emettere	46,9	36,3	10,6
Fondi svalutazione	(13,7)	(5,4)	(8,3)
Crediti finanziari M/L termine per Illuminazione Pubblica	1,6	4,8	(3,2)
Totale crediti Illuminazione Pubblica	115,9	112,8	3,1
Totale crediti	138,9	150,5	(11,6)

Debiti verso Roma Capitale

	31/12/2023	31/12/2022	Variazione
Debiti per addizionali energia elettrica	(5,5)	(5,5)	(0,0)
Debiti per canone di concessione	0,0	(27,6)	27,6
Altri debiti	(8,3)	(9,8)	1,5
Debiti per dividendi	(107,9)	(105,9)	(1,9)
Totale debiti	(121,7)	(148,8)	27,1
Saldo netto credito debito	17,2	1,7	15,5

Per quanto riguarda i crediti, commerciali e finanziari, si rileva una diminuzione complessiva rispetto al precedente esercizio di € 11,6 milioni dovuto principalmente al consistente apporto degli incassi pari complessivamente a € 114,6 milioni che ha superato l'ammontare dei crediti maturati nel periodo.

Di seguito si elencano le principali variazioni dell'esercizio:

- maturazione dei crediti di Acea Ato2 per somministrazione di acqua per € 54,1 milioni;
- maturazione dei crediti riferiti al servizio di Illuminazione Pubblica per € 47,4 milioni;
- incasso/compensazione di crediti di Acea Ato2 per utenza per

€ 69,4 milioni;

- incasso/compensazione di crediti di Acea per corrispettivi IP per € 44,3 milioni.

Per quanto riguarda i debiti si registra un decremento di € 27,1 milioni rispetto al precedente esercizio, di seguito si riportano le principali variazioni del periodo:

- maggiori debiti per l'iscrizione del 50% dei dividendi azionari maturati per l'anno 2022 da Acea per € 46,2 milioni (si precisa che a giugno 2023 in corrispondenza dello stacco cedola è stato pagato a Roma Capitale il 50% dei dividendi dell'anno pari a € 46,2 milioni);

- maggiori debiti per l'iscrizione del canone di concessione di Acea Ato2 per l'anno 2023 per € 25,3 milioni;
- maggiori debiti per l'iscrizione dei dividendi azionari maturati per l'anno 2022 da Acea Ato2 per € 2,4 milioni;
- pagamento dividendi azionari di Acea dell'anno 2020 per € 44,3 milioni;
- pagamento dei canoni di concessione di Acea Ato2 degli anni 2022 e 2023 per € 44,4 milioni con conseguente azzeramento a fine esercizio dei debiti maturati a tale titolo;
- pagamento delle somme dovute per licenze di scavi stradali da parte di areti verso i municipi per un ammontare complessivo di € 12,0 milioni oltre al debito per la Cosap 2023 per € 1,9 milioni.

Con specifico riferimento alle sole operazioni di compensazione dell'esercizio sopra sinteticamente riportate, di seguito, si dettagliano cronologicamente le principali:

- aprile 2023 compensazione crediti per € 18,1 milioni relativi al servizio di somministrazione di acqua verso canone di concessione di Acea Ato2 anno 2022;
- settembre 2023 compensazione crediti per € 12,7 milioni relativi ai corrispettivi di Illuminazione Pubblica dell'ultimo trimestre 2022 (inclusa la componente di revisione prezzi) oltre a lavori eseguiti per il servizio di IP verso dividendi azionari 2020 di Acea;
- ottobre 2023 compensazione crediti per € 26,3 milioni relativi al servizio di somministrazione di acqua verso canone di concessione di Acea Ato2 per gli anni 2022 e 2023;
- ottobre 2023 compensazione crediti per € 2,4 milioni relativi al servizio di somministrazione di acqua verso dividendi azionari di Acea Ato2 per l'anno 2022;
- ottobre 2023 incasso crediti per € 9,2 milioni relativi al servizio di somministrazione di acqua;
- novembre 2023 compensazione crediti per € 17,3 milioni relativi ai corrispettivi del primo semestre 2023 di Illuminazione Pubblica verso dividendi azionari di Acea relativi all'esercizio 2020;
- dicembre 2023 incasso crediti complessivi per € 13,3 milioni relativi al servizio di somministrazione di acqua;
- dicembre 2023 compensazione crediti per € 14,3 milioni relativi a crediti per l'ammodernamento e manutenzione straordinaria del 2022 della rete di Illuminazione Pubblica e a lavori riferiti al Piano qualità della luce verso dividendi azionari di Acea relativi all'esercizio 2020.

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 in-

tercorrenti tra il Gruppo Acea e Roma Capitale. Le parti, come primo adempimento successivo alla 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 emersi, 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 e artistica monumentale sull'intero territorio comunale - Concessionario: Acea SpA - Ricognizione del perimetro della situazione debitoria e 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 e con riferimento alla suddetta deliberazione sono tuttora in corso interlocuzioni con Roma Capitale.

Nel corso del 2023, precisamente a settembre, il CdA di Acea, previo parere del Comitato OPC (Comitato per le Operazioni con Parti Correlate), 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.

Si informa che specularmente anche Roma Capitale ha approvato lo schema di Accordo transattivo 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, a 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 milio-

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

I **debiti correnti** diminuiscono principalmente per effetto del decremento dello stock dei debiti verso fornitori (-€ 60,8 milioni). Tale effetto deriva in prevalenza dal decremento registrato da Acea Energia (-€ 95,2 milioni) che risente in prevalenza dei maggiori prezzi sul mercato energetico del precedente esercizio, in parte compensato dall'incremento debiti verso imprese appaltatrici per i lavori di efficienza energetica e nonché riguardanti la mobilità elettrica di Acea Innovation (+€ 38,3 milioni).

Le **altre attività e passività correnti** registrano un decremento di attività di € 69,0 milioni e un incremento di passività di € 10,3 milioni, rispetto all'esercizio precedente. In dettaglio le **altre attività** diminuiscono per effetto dei decrementi registrati: i) nei crediti per perequazione energia (-€ 35,6 milioni); ii) nel valore degli strumenti derivati attivi su *commodities* (-€ 58,9 milioni); iii) nei crediti verso l'AATO (-€ 6,7 milioni) relativi a SII; iv) nei crediti per certificati verdi maturati (-€ 5,8 milioni) in prevalenza per effetto della calendarizzazione degli incentivi GRIN nonché vi) nei crediti per IRES e IRAP (-€ 13,2 milioni) e nei crediti per anticipi a fornitori (-€ 7,8 milioni) imputabili in prevalenza ad Acea Innovation e relativi all'avvio di commesse di *energy efficiency*. La variazione in diminuzione

risulta parzialmente compensata dall'aumento dei crediti tributari maturati sui progetti di efficientamento energetico (€ 68,9 milioni). In dettaglio le **passività correnti** aumentano per effetto dell'incremento dei Debiti verso Cassa per i servizi energetici e ambientali di areti (+€ 99,4 milioni) dovuto alla variazione del quadro normativo relativo al Bonus Sociale e alla reintroduzione degli oneri generali di sistema a partire dal secondo trimestre 2023 e dell'incremento derivante dall'iscrizione degli acconti ricevuti sugli investimenti finanziati prevalentemente di GORI (+€ 25,3 milioni). Compensa tale variazione la riduzione dei debiti verso la CSEA (Cassa per i servizi Energetici Ambientali) di Acea Energia (-€ 50,6 milioni) per effetto della copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di Maggior Tutela, la riduzione del debito relativo all'acquisto del 35% di Deco per € 33,5 milioni e del debito per l'acquisto del 30% di SIMAM per € 13,0 milioni e la riduzione del debito per contributo solidaristico straordinario ex art. 37 del D.L. 21/2022 riferibile ad Acea Produzione (-€ 18,4 milioni).

Patrimonio netto

Il patrimonio netto ammonta a € 2.823,1 milioni. Le variazioni intervenute, pari a € 67,8 milioni, sono analiticamente illustrate nell'apposita tabella e derivano essenzialmente dalla maturazione dell'utile 2023, dalla distribuzione dei dividendi, dalla variazione di perimetro, 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 € 407,1 milioni, passando da € 4.439,7 milioni della fine

dell'esercizio 2022 a € 4.846,8 milioni del 31 dicembre 2023.

€ milioni	31/12/2023	31/12/2022	Variazione	Variazione %
A) Disponibilità liquide	359,4	559,9	(200,5)	(35,8%)
B) Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	0,0	0,0	0,0	n.s.
C) Altre attività finanziarie correnti	487,3	342,1	145,2	42,4%
D) Liquidità (A + B + C)	846,6	902,0	(55,4)	(6,1%)
E) Debito finanziario corrente	(176,1)	(165,4)	(10,7)	6,5%
F) Parte corrente del debito finanziario non corrente	(746,8)	(454,0)	(292,8)	64,5%
G) Indebitamento finanziario corrente (E + F)	(923,0)	(619,4)	(303,5)	49,0%
H) Indebitamento finanziario corrente netto (G + D)	(76,3)	282,6	(358,9)	(127,0%)
I) Debito finanziario non corrente	(4.770,4)	(4.722,3)	(48,2)	1,0%
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)	(4.770,4)	(4.722,3)	(48,2)	1,0%
Totale indebitamento finanziario netto (H + L)	(4.846,8)	(4.439,7)	(407,1)	9,2%

L'**indebitamento finanziario non corrente** registra un incremento pari a € 48,2 milioni rispetto alla fine dell'esercizio 2022. Tale variazione deriva dall'incremento dei prestiti obbligazionari per € 104,7

milioni e dal decremento dei debiti per finanziamenti a medio-lungo termine per € 61,7 milioni, come riportato nella tabella che segue:

€ milioni	31/12/2023	31/12/2022	Variazione	Variazione %
Obbligazioni	3.939,2	3.834,5	104,7	2,7%
Finanziamenti a medio-lungo termine	752,7	814,4	(61,7)	(7,6%)
Debiti finanziari IFRS16	78,6	73,4	5,2	7,1%
Debito finanziario non corrente	4.770,4	4.722,3	48,2	1,0%

Le **obbligazioni**, pari a € 3.939,2 milioni al 31 dicembre 2023, registrano un incremento di complessivi € 104,7 milioni per l'effetto combinato del collocamento in data 17 gennaio 2023 a valere sul programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da € 5 miliardi, di un Green Bond per un importo iniziale di € 500 milioni incrementato in data 3 febbraio di ulteriori € 200 milioni (tasso 3,875% e scadenza al 24 gennaio 2031) compensato per € 600,0 milioni dalla riclassifica nella posizione a breve del prestito obbligazionario emesso da Acea a luglio 2014 della durata di 10 anni.

I **finanziamenti a medio-lungo termine** pari a € 752,7 milioni registrano un decremento complessivo di € 61,7 milioni dovuto alla Capogruppo (-€ 31,1 milioni) e ad areti (-€ 27,8 milioni). Nella tabella che segue viene esposta la situazione dell'indebitamento finanziario a medio-lungo e a breve termine (esclusa la quota di applicazione dell'IFRS16) suddiviso per scadenza e per tipologia di tasso di interesse.

€ milioni	Debito residuo totale	Entro il 31/12/2024	Dal 31/12/2024 al 31/12/2028	Oltre il 31/12/2028
a tasso fisso	260,8	32,5	130,2	98,1
a tasso variabile	405,7	50,3	177,4	178,0
a tasso variabile in cash flow hedge	191,7	22,7	141,4	27,6
Totale	858,1	105,5	449,0	303,8

Il **fair value** degli strumenti derivati di copertura di GORI è positivo per € 4,2 milioni (al 31 dicembre 2022 era positivo per € 6,6 milioni); quello di Acquedotto del Fiora è positivo per € 3,3 milioni (al 31 dicembre 2022 era positivo per € 5,5 milioni) e quello di SII è positivo per € 1,0 milioni (al 31 dicembre 2022 era positivo per € 1,6 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 € 76,3 milioni e, rispetto alla fine dell'esercizio 2022, evidenzia un peggioramento pari a € 358,9 milioni da imputare per € 328,7 milioni alla Capogruppo, per € 26,0 milioni a GORI, per € 10,3 milioni ad Acea Produzione e per € 6,7 milioni ad areti. La variazione della Capogruppo è generata principalmente dalla riclassifica nella posizione a breve del prestito obbligazionario emesso da Acea a luglio 2014 della durata di 10 anni (+€ 600 milioni) compensati in parte dalla riduzione dei debiti finanziari a breve per rimborso del prestito obbligazionario scaduto (-€ 300,0 milioni), dalla riduzione della disponibilità liquida (-€

200,5 milioni) e da maggiori depositi a breve (+€ 351,2 milioni).

Si segnala che l'indebitamento finanziario comprende € 107,9 milioni di debiti verso Roma Capitale per dividendi deliberati da distribuire e non comprende altri debiti per circa € 12,1 milioni relativi alle opzioni per l'acquisto di quote azionarie delle società già detenute. Si informa che, al 31 dicembre 2023, la Capogruppo dispone di linee *committed* per € 700,0 milioni non utilizzate, linee *uncommitted* per € 425,0 milioni di cui € 21,0 milioni utilizzate. Per l'ottenimento di tali linee non sono state rilasciate garanzie. Inoltre, si informa che il 6 luglio del 2023 Acea ha siglato il contratto per la prima tranche di € 235 milioni del finanziamento BEL a supporto di parte degli investimenti di Acea Ato2, non utilizzati al 31 dicembre 2023.

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

Il 2023 è stato caratterizzato soprattutto dalla forte riduzione delle quotazioni delle *commodities* energetiche (in particolare gas e carbone), rispetto ai valori registrati nel 2022. Tale flessione è stata influenzata dal calo dei consumi energetici e dalla progressiva moderazione dei timori di approvvigionamento dell'energia, anche in considerazione dell'entrata in esercizio di nuovi impianti di importazione di LNG che hanno contrastato l'impatto della riduzione delle forniture dalla Russia.

La riduzione dei prezzi delle *commodities* ha condotto a una attenuazione della dinamica inflattiva, che a fine 2023 è scesa in eurozona al 2,7% (vs 3,4% degli USA), rispetto al picco dell'8% registrato nel primo trimestre dell'anno. Tale dinamica ha supportato le attese per una prossima inversione delle politiche monetarie restrittive.

La resilienza dell'economia (crescita prevista del PIL 2023 pari allo 0,5% in eurozona e al 2,4% in USA) e le attese per una prossima mitigazione delle politiche monetarie restrittive hanno altresì determinato una contrazione di 46 bps dello spread BTP-Bund che si è attestato a fine anno a 168 bps.

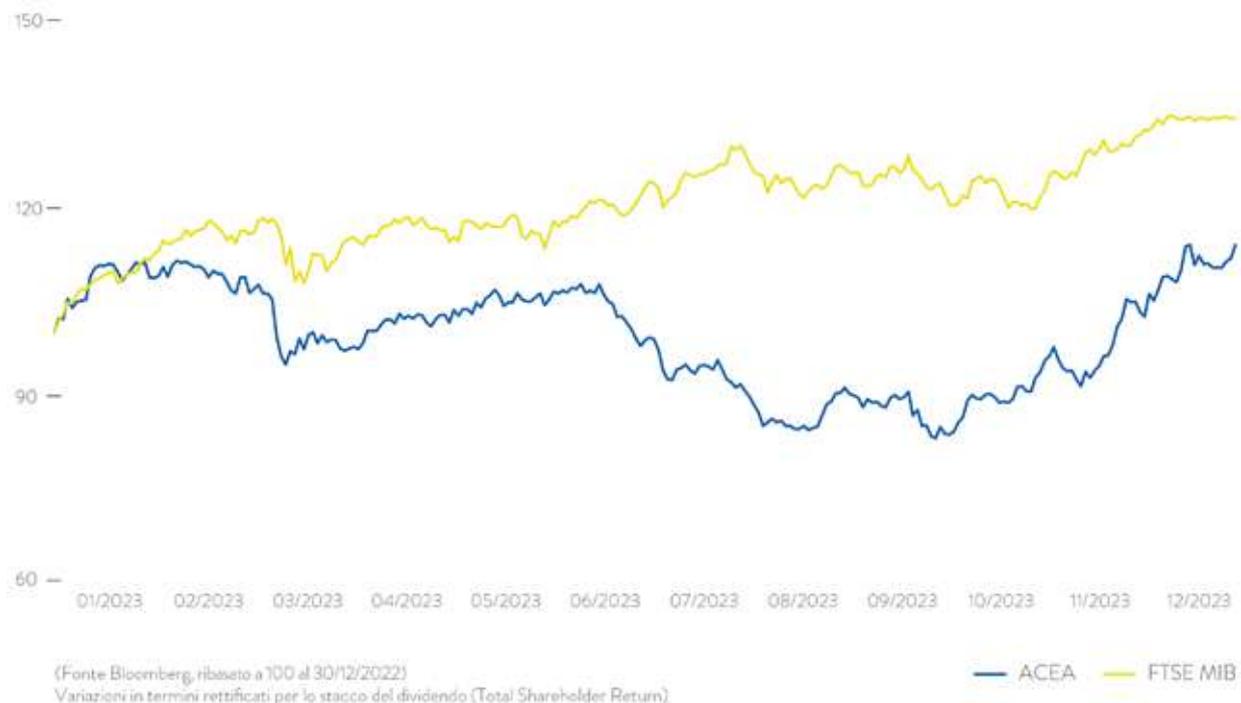
In tale contesto, l'Euro Stoxx ha registrato nel 2023 un rialzo del 19,5% (in termini rettificati per lo stacco del dividendo – Total Sha-

reholder Return), mentre il FTSE MIB – supportato anche dalla contrazione dello spread BTP-Bund – si è apprezzato del 34,4%, risultando il miglior indice tra i principali listini azionari dell'eurozona. L'indice tedesco DAX e quello francese CAC 40 hanno chiuso invece complessivamente allineati al benchmark eurozona.

Nel 2023, il settore utilities eurozona ha registrato un aumento mediamente pari al 17,7%, grazie soprattutto all'andamento degli operatori integrati che hanno beneficiato del recupero dei margini commerciali determinato dalla flessione dei costi di approvvigionamento di energia e dalla maggiore disponibilità idroelettrica.

Acea ha registrato un aumento del 14,1% (in termini rettificati per lo stacco del dividendo – Total Shareholder Return), sostanzialmente allineata all'indice settoriale eurozona. Il prezzo di chiusura del 29 dicembre 2023 (ultima seduta borsistica dell'anno) è stato pari a € 13,83 corrispondente a una capitalizzazione di Borsa pari a € 2.945 milioni. Il titolo ha registrato il valore massimo di € 14,42 il 7 febbraio e il valore minimo di € 10,09 il 28 settembre.

Nel corso del 2023, i volumi medi giornalieri scambiati si sono attestati a circa 171.000 azioni (rispetto a circa 130.000 azioni del 2022).



MERCATO ENERGETICO

Relativamente allo scenario di mercato elettrico nazionale, la domanda di energia elettrica nel 2023 è stata pari a 307.749 GWh (dati Terna), in riduzione di -2,5% rispetto all'anno precedente. Pur chiudendo in negativo, il gap con il 2022 è andato via via riducendosi nel corso dell'anno, tanto che il quarto trimestre ha consuntivato un aumento del +1,2% anno su anno.

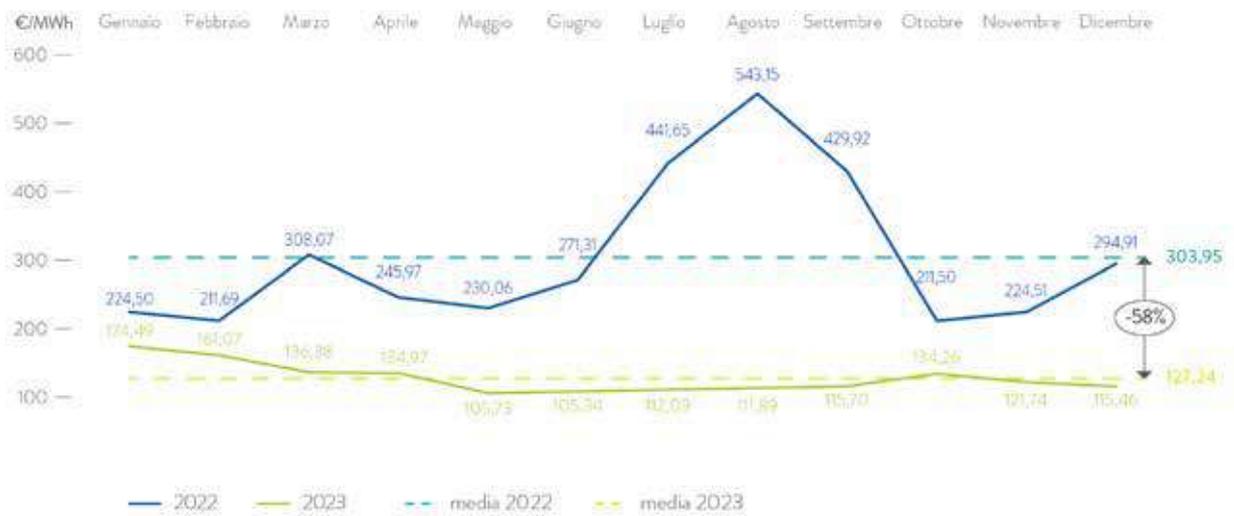
Tale inversione di tendenza, già in parte riscontrata a partire dal terzo trimestre, è da imputarsi da un lato ai consumi 2022 in forte flessione per via del caro-bollette e delle riduzioni richieste dalla Commissione Europea per ridurre i consumi gas da generazione elettrica in piena crisi energetica, dall'altro a un fattore meteorologico, con intense ondate di caldo a luglio e agosto 2023 e una lunga coda estiva a settembre-ottobre 2023 (+1 °C rispetto a settembre-ottobre 2022) che hanno tenuto alti i consumi da raffreddamento.

La produzione di energia, al netto degli autoconsumi e dei consumi da pompaggio (29.227 GWh, +10,6%), è stata pari a 227.277 GWh, in riduzione del -8% rispetto al 2022, e ha coperto il 74% del fabbisogno. L'import netto ha consolidato l'apporto positivo riscontrato già da inizio anno, attestandosi su 51.246 GWh (+19,4%) e contribuendo per il 16,7% al soddisfacimento della domanda, sostituendo

in parte la fonte termoelettrica (135.579 GWh, -20,1%), scalzata soprattutto dal grande apporto rinnovabile. Infatti, con l'unica eccezione della fonte geotermica (5.347 GWh, -1,6%), le fonti rinnovabili sono state protagoniste di un 2023 molto positivo, con la produzione idroelettrica a segnare +34,4% (39.833 GWh) rispetto al siccitoso 2022, quella eolica +15,4% (23.338 GWh) e quella fotovoltaica +7,3% (24.179 GWh, si segnalano 5 GW di capacità installata di fotovoltaico in più rispetto a 12 mesi fa).

Il PUN (Prezzo Unico Nazionale) nel 2023 ha consuntivato un valore medio di 127,24 €/MWh, con una riduzione del -58% rispetto al 2022, con il solo quarto trimestre a consuntivare un valore medio di 123,85 €/MWh (-49% rispetto al quarto trimestre 2022). In particolare, il trimestre ha aperto con una overreaction dei mercati gas, e di riflesso di quelli elettrici, a una serie di eventi concomitanti (in primis l'attacco di Hamas allo Stato di Israele del 7 ottobre) che ne hanno minato sicurezza e tranquillità impresse da fondamentali bearish, dando anche adito a manovre speculative e correzioni tecniche. Nel giro di una settimana, il PUN medio giornaliero ha guadagnato un +40% toccando i 175 €/MWh il 16 ottobre, valore che non si riscontrava dai primi di febbraio, per poi tornare a navigare in acque più tranquille già entro la fine di ottobre (121 €/MWh registrato il 30 ottobre).

Prezzo Unico Nazionale (PUN)



Per quanto concerne il **gas naturale**, la domanda nazionale nel 2023 è stata pari a 59.069 Msmc (dati Snam Rete Gas), in calo di -10,5% rispetto al 2022. La forte variazione negativa riscontrata a inizio anno (-19,8% il dato del primo trimestre anno su anno) è andata progressivamente riducendosi per via dell'assenza stagionale della domanda residenziale in primavera/estate e di un fine anno con temperature meno elevate dello scorso anno, cui si sono sommati effetti più marginali dello switch Coal-to-Gas nella generazione elettrica e dei deboli segnali di ripresa del comparto industriale rispetto ai livelli estremamente bassi del 2022. La distribuzione, comprensiva di residenziali e PMI, ha chiuso l'anno con 26.567 Msmc di consumo (-8,6% rispetto a un anno fa, ma +5,6% sul solo quarto trimestre), il comparto termoelettrico ha richiesto 21.079 Msmc di gas (-15,5%

di variazione annuale, -9,8% sul solo quarto trimestre) anche per effetto del ritrovato apporto della produzione rinnovabile (soprattutto idroelettrica), il comparto industriale ha necessitato di 11.423 Msmc di gas (-4,7% di variazione annuale, +7% sul solo quarto trimestre). Nel complesso, il 2023 ha visto un TTF medio annuale pari a 42,98 c€/smc (-66% rispetto al medesimo periodo del 2022) e un PSV medio annuale pari a 44,72 c€/smc (-65%). Sul solo quarto trimestre si sono registrati valori medi di 42,95 c€/smc per il TTF (-57%) e di 43,22 c€/smc per il PSV (-57%).

Il differenziale PSV-TTF nel 2023 ha consuntivato in media +1,74 c€/smc (+0,27 c€/smc per il solo quarto trimestre), in riduzione tendenziale di -0,25 c€/smc rispetto al valore espresso nel 2022 (-0,67 c€/smc).

TARIFFE PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO

Il 2023 rappresenta l'ottavo anno relativo al nuovo periodo regolatorio la cui durata è stata incrementata da quattro a otto anni (2016-2023) suddivisa in due sotto-periodi.

Le disposizioni normative sono articolate in tre 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 568/2019/R/eel, "Il Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME)"_Allegato B alla delibera 568/2019/R/eel e il "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" (TIC)_Allegato C alla delibera 568/2019/R/eel, pubblicati il 27 dicembre 2019.

L'ARERA ha confermato, per il servizio di distribuzione, il disaccoppiamento della tariffa applicata ai clienti finali (c.d. tariffa obbligatoria) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi per ciascuna impresa (c.d. tariffa di riferimento). Le tariffe obbligatorie per l'anno 2023 sono state pubblicate con delibera 720/2022/R/eel per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti non domestici, con delibera 719/2022/R/eel per l'erogazione del servizio di trasmissione, con delibera 721/2022/R/eel relativa all'erogazione dei servizi di rete per i clienti domestici.

In data 16 maggio 2023, con delibera 206/2023/R/eel, sono state pubblicate le tariffe di riferimento provvisorie 2023 per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per le imprese distributrici che servono almeno 25.000 punti di prelievo.

Si evidenzia inoltre che con la delibera 154/2023/R/eel, pubblicata in data 11 aprile 2023, sono state definite le tariffe di riferimento definitive relative all'anno 2022.

Sono confermate le regole in vigore nel precedente sotto-periodo regolatorio rappresentate da:

1. lag regolatorio e remunerazione del capitale investito;
2. allungamento vite utili regolatorie;
3. criteri di regolazione tariffaria: dis, cot, misura.

Relativamente al primo punto, l'ARERA ha confermato le modalità di compensazione del lag regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti sia per la Distribuzione che per la Misura (senza retroattività). Il criterio fondato sulla maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuta ai nuovi investimenti, pari all'1% (dell'anno t-2), è stato sostituito dall'introduzione del riconoscimento nella base di capitale (c.d. RAB) anche degli investimenti realizzati nell'anno t-1, valutati sulla base di dati pre-consuntivi comunicati all'ARERA. Tali dati saranno utilizzati per la determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie e verranno sostituiti poi dai dati consuntivi per la determinazione delle tariffe di riferimento definitive pubblicate entro i primi mesi dell'anno successivo.

L'ARERA riconosce nell'anno t la sola remunerazione del capitale investito relativo ai cespiti entrati in esercizio nell'anno t-1, senza riconoscere la quota di ammortamento a essi relativa (che rimane riconosciuta all'anno t-2).

Nel nuovo sotto-periodo l'ARERA ha confermato le vite utili regolatorie già stabilite precedentemente.

In data 23 dicembre 2021, l'ARERA ha pubblicato la delibera 614/2021/R/com con la quale ha fissato i criteri di determinazione del WACC per il periodo 2022-2027 e ha stabilito, per l'anno 2022, un tasso di remunerazione del capitale investito, per il servizio

di distribuzione e misura dell'energia elettrica, pari al 5,2%, confermato anche per l'anno 2023 con delibera 654/2022/R/com.

Sul fronte dei costi operativi, la nuova tariffa per impresa copre i costi specifici attraverso un coefficiente di modulazione dei costi medi nazionali, che è determinato dall'ARERA in funzione dei costi effettivi dell'impresa e delle variabili di scala.

Tali costi, nella definizione della tariffa per impresa, secondo quanto definito dalla delibera 568/2019, vengono maggiorati dai contributi di connessione a forfait riconosciuti a livello nazionale, considerati come contributi in conto capitale e non più detratti dai costi operativi.

Inoltre, i contributi di connessione a forfait di ciascuna impresa vengono detratti direttamente dal capitale investito dell'impresa considerandoli al pari di cespiti MT/BT.

L'aggiornamento della tariffa di riferimento di distribuzione per gli anni successivi al primo avviene individualmente in base agli incrementi patrimoniali comunicati dalle imprese nell'ambito delle raccolte dati sulla RAB. Il criterio di aggiornamento prevede che:

- la quota della tariffa a copertura dei costi operativi sia aggiornata mediante il meccanismo del price-cap (con un obiettivo di recupero di produttività del 1,3%);
- la parte a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito sia aggiornata mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi, la variazione dei volumi del servizio erogato, gli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio e differenziati per livello di tensione, l'effetto di dismissioni, alienazioni;
- la parte a copertura degli ammortamenti sia aggiornata mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi, la variazione dei volumi del servizio erogato, il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni e fine vita utile e il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi entrati in esercizio.

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, applicando il regime di riconoscimento puntuale dei costi di capitale anche per gli investimenti nell'attività di 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;
- perequazione dei ricavi di misura per il servizio in bassa tensione;
- 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.

Con la delibera 568/2019, l'ARERA dispone 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).

Con la circolare n. 21/2023/etl del 18 maggio 2023 CSEA ha invitato le imprese distributrici che accedono al regime individuale di riconoscimento dei costi a esprimere la propria volontà a partecipare o meno al meccanismo di acconti per l'anno 2023. areti ha comunicato la propria adesione a mezzo PEC in data 19 maggio 2023.

In data 29 settembre 2023 è stato pubblicato il documento di consultazione 423/2023/R/eel i cui temi principali riguardano i meccanismi di promozione per le aggregazioni tra le imprese distributrici, la promozione della razionalizzazione degli asset di rete di alta tensione, l'evoluzione dell'incentivazione all'ottenimento dei contributi pubblici, la regolazione tariffaria dell'energia reattiva, l'aggiornamento delle "altre prestazioni specifiche" previste dal TIC. Il termine per l'invio delle osservazioni è il 27 ottobre 2023.

In esito a tale consultazione, l'ARERA ha pubblicato la delibera 617/2023/R/eel del 27 dicembre 2023 in cui ha modificato, tra le varie, l'incentivazione all'ottenimento dei contributi pubblici. La premialità è pari al 10% dei contributi pubblici 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 27 dicembre 2023, l'ARERA ha pubblicato la delibera 616/2023/R/eel con la quale viene approvata la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2024-2027, nonché i relativi Testi Integrati per la distribuzione (TIT), la misura (TIME) e per il servizio di connessione (TIC). Si evidenzia inoltre che il TIT è stato integrato con le disposizioni relative ai criteri di riconoscimento dei costi per le imprese soggette ai criteri ROSS.

Con la delibera 449/2020/R/eel del 10 novembre 2020 è stato modificato l'algoritmo di calcolo della perequazione ΔL relativo al valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard a decorrere dall'anno 2019; è stato modificato il fattore percentuale applicato a fini perequativi per le perdite commerciali di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi per la zona "centro" e per il livello di tensione BT, passando da 2% a 1,83%. Con la medesima delibera, con decorrenza 1° gennaio 2021, è stata modificata la Tabella 4 del TIS.

In data 21 dicembre 2021, l'ARERA ha pubblicato il DCO 602/2021/R/eel in cui prospetta, per il biennio 2022-2023, la revisione dei fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali da applicare alle imprese distributrici per finalità perequative e la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare ai fini del settlement del servizio di dispacciamento ai clienti finali a decorrere dal 1° gennaio 2023. Le imprese distributrici hanno inviato le proprie osservazioni il 31 gennaio 2022.

Tale procedimento di consultazione si è concluso con la pubblicazione della delibera 117/2022/R/eel del 22 marzo 2022 con la quale l'Autorità ha fissato i fattori percentuali convenzionali relativi alle perdite commerciali da applicare all'energia elettrica a fini perequativi pari a 1,77% nella zona Centro per il 2022 e 1,72% nella zona Centro per il 2023. Ha inoltre introdotto un cap al prezzo PAU da applicare, pari alla media aritmetica dei PAU medi annui 2016-2021.

Con specifica istanza da presentarsi entro maggio 2022, si è previsto il riconoscimento delle perdite di rete imputabili a prelievi fraudolenti non recuperabili che si manifestano con entità eccezionale

rispetto ai livelli riconosciuti convenzionalmente. Il riconoscimento è stato previsto esclusivamente in caso di saldo di perequazione netto negativo sul triennio 2019-2021 e avrà un valore al più pari a quanto necessario ad azzerare tale saldo. In aggiunta, con istanza da presentarsi entro maggio 2024, è stato previsto il medesimo riconoscimento relativo al biennio 2022-2023. L'istanza relativa al riconoscimento delle perdite sul triennio 2019-2021 è stata presentata da areti a mezzo PEC in data 31 maggio 2022.

In data 7 febbraio 2023 l'ARERA ha pubblicato la delibera 42/2023/R/eel con la quale ha avviato il procedimento volto a verificare la sussistenza del diritto al riconoscimento dei prelievi fraudolenti non recuperabili dichiarati da areti, la quantità di prelievi fraudolenti da ammettere al riconoscimento e il corrispondente valore economico. In esito a tale delibera, l'Autorità ha comunicato, a mezzo PEC, le risultanze istruttorie del procedimento:

- il riconoscimento oggetto dell'istanza è positivo (segnalando quindi una posizione a debito dell'impresa) ed è pari a circa € 1 milione;
- i prelievi fraudolenti non recuperabili sono ammessi a riconoscimento esclusivamente per la fattispecie degli "stabili occupati" (138 GWh), non ammettendo a riconoscimento le fattispecie delle "vie a rischio" (36 GWh) e degli "ignoti" (7 GWh). Nell'ambito delle future sessioni di aggiornamento dei saldi di perequazione, CSEA riconoscerà ad areti il suddetto ammontare e i relativi aggiornamenti annuali cui sono soggetti i saldi di perequazione relativi al triennio 2019-2021.

Si evidenzia che, con delibera 181/2023/R/eel del 4 maggio 2023, l'Autorità ha chiuso il procedimento avviato con la deliberazione 42/2023/R/eel dando mandato alla CSEA affinché riconosca ad areti il suddetto importo e i relativi aggiornamenti annuali cui sono soggetti i saldi di perequazione relativi al triennio 2019-2021, nell'ambito delle future sessioni di aggiornamento dei saldi di perequazione. In data 25 luglio 2023, l'ARERA ha pubblicato la delibera 336/2023/R/eel con la quale avvia un procedimento per l'adozione di provvedimenti atti a riformare la disciplina del settlement elettrico, le modalità di determinazione e approvvigionamento delle perdite di rete e il relativo meccanismo di perequazione considerando le innovazioni intercorse in relazione all'attività di meter reading, al superamento del servizio di Maggior Tutela e all'innovazione della regolazione del dispacciamento. La riforma è articolata per fasi prevedendo che i primi interventi siano indirizzati al superamento della disciplina del load profiling e del ruolo di utente residuale fino a ora attribuito all'Acquirente Unico nell'ambito della medesima disciplina, nonché alla conseguente ottimizzazione dei relativi obblighi informativi e di monitoraggio a carico dei diversi soggetti.

Si evidenzia inoltre che, con delibera 584/2023/R/eel del 12 dicembre 2023, l'Autorità estende all'anno 2024 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 e i fattori convenzionali di perdita applicati per l'anno 2023 all'energia elettrica immessa e prelevata ai sensi del TIS. Con riferimento alle situazioni marginali, il meccanismo di reintegrazione delle perdite viene confermato nel 2024 prevedendo la presentazione dell'istanza a maggio 2025 con riferimento al triennio 2022-2024.

Il 3 agosto 2023 è stato pubblicato il documento di consultazione 377/2023/R/eel in cui l'Autorità espone i primi orientamenti in materia di superamento della disciplina del load profiling e di modalità di approvvigionamento dell'energia "residuale". Il termine per l'invio delle osservazioni è stato fissato al 25 settembre 2023.

Con delibera 712/22, con decorrenza aprile 2023, l'ARERA ha re-

golamentato l'immissione di energia reattiva dalle reti MT/BT alla rete rilevante (RTN) stabilendo dei corrispettivi differenziati tra aree omogenee e non (2€/MVarth e 1,44€/MVarth).

Per aree omogenee si intendono i nodi della rete rilevante caratterizzati dal medesimo impatto degli scambi di energia reattiva (immissioni o prelievi).

L'Autorità ha pubblicato la delibera 124/2023 del 28 agosto 2023 con la quale adotta l'elenco dei nodi elettrici della rete rilevante per cui si applica il corrispettivo maggiorato per le immissioni di energia reattiva e conferma l'applicazione dei corrispettivi per l'energia reattiva immessa con decorrenza 1° aprile 2023 prevedendo esenzioni in caso di utilizzo di adeguati strumenti di compensazione.

In data 27 dicembre 2023 con delibera 615/2023/R/eel l'ARERA ha definito i criteri di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione e di spacciamento dell'energia elettrica per il periodo 2024-2027 (RTTE 6PRTE). Un passaggio rilevante per areti SpA riguarda il tema dei corrispettivi da versare a Terna per le immissioni di energia reattiva in RTN. In particolare, il provvedimento prevede che fino al 31 dicembre 2026 siano utilizzati i sistemi di misura posti sul lato MT delle cabine primarie di areti SpA ai fini della determinazione del reattivo immesso e prelevato, prorogando di fatto le disposizioni di cui alla delibera 591/2023/R/eel (12 dicembre 2023) contenente le disposizioni per la misurazione degli scambi di energia reattiva in alta o altissima tensione in ragione di specifiche configurazioni di rete e di misura.

Nel nuovo Testo Integrato del Trasporto, l'ARERA ha confermato il meccanismo di riconoscimento in acconto, con cadenza bimestrale, dei saldi di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei costi di trasmissione. Con la determina 19/2020 del 13 novembre 2020, l'ARERA ha definito le modalità operative di gestione dei meccanismi di perequazione generale, confermando la metodologia di calcolo degli acconti con cadenza bimestrale.

Ulteriore impatto sulla perequazione è legato all'istruttoria conoscitiva avviata con delibera 58/2019/E/eel in merito alla regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata agli Stati interclusi nel territorio italiano. L'Autorità, con provvedimento 491/2019/E/eel, ha prescritto ad areti di porre in essere – entro il 31 dicembre 2019 – le azioni necessarie per definire correttamente il punto di spacciamento di esportazione relativo all'energia elettrica destinata al punto di spacciamento in esportazione, nonché per disporre dei dati di misura dell'energia elettrica ceduta.

In data 20 dicembre 2019, la società ha dato evidenza di aver adempiuto a quanto disposto.

L'Autorità ha ritenuto che gli elementi acquisiti costituiscano presupposto per l'avvio di un procedimento finalizzato ad accertare eventuali violazioni in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata al punto di spacciamento in esportazione.

areti, nel mese di giugno 2020, ha presentato i propri impegni che sono stati riformulati a febbraio 2022 alla luce delle risultanze comunicate da CSEA e approvate da ARERA con delibera 262/2021/E/eel. Le relative partite economiche saranno in ogni caso liquidate al termine dei procedimenti sanzionatori avviati con la determina 5/2020/eel.

In data 5 aprile 2022, l'ARERA con delibera 151/2022/S/eel ha dichiarato ammissibile e pubblicato la proposta di impegni presentata da areti. Seguiranno le seguenti fasi:

1. entro il 7 maggio 2022 i terzi potevano presentare osservazioni;
2. entro 30 giorni dalla pubblicazione di eventuali osservazioni, areti avrebbe potuto dare riscontro;
3. approvazione definitiva degli impegni con delibera, nella quale saranno anche specificati i termini per la regolazione delle partite economiche e la decorrenza del monitoraggio.

Con la delibera 355/2022/S/eel del 27 luglio 2022, l'ARERA ha approvato la proposta di impegni presentata da areti SpA nell'ambito del procedimento sanzionatorio avviato per violazioni in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata allo Stato Città del Vaticano.

Infine, con la delibera 576/2021/R/eel, l'ARERA ha previsto che per l'interconnessione verso i punti di dispacciamento in esportazione:

- a partire dal 1/1/2022 vengano applicate solo le componenti variabili, espresse in c€/kWh, delle tariffe a copertura dei costi di trasporto previste al comma 15.1 del TIT (ad oggi vengono applicate sia le componenti fisse che variabili);
- a partire dal 1/4/2022 sia applicato ai fini della regolazione degli sbilanciamenti effettivi il prezzo di sbilanciamento per le unità non abilitate (e non più il prezzo zonale MGP);
- a partire dal 1/1/2023 si applichi l'uplift all'energia effettivamente prelevata (ad oggi non applicato).

Nel medesimo provvedimento l'Autorità precisa che per la definizione del programma di prelievo dei punti di dispacciamento in esportazione non si debba più far riferimento all'intera banda ma l'utente del dispacciamento debba utilizzare la propria migliore stima dei prelievi. Il delta tra il valore della banda e il programma deve essere trattato come sbilanciamento a programma e valorizzato a PUN.

L'ARERA ha confermato la modalità di riconoscimento dei costi di capitale relativi a misuratori elettronici di bassa tensione, per le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, basata su criteri di riconoscimento degli investimenti effettivamente realizzati dalle singole imprese, mantenendo anche per il quinto ciclo regolatorio la perequazione di misura. Il meccanismo di perequazione è finalizzato a perequare il gettito derivante dal confronto delle tariffe obbligatorie fatturate agli utenti finali e i ricavi valorizzati nella tariffa di riferimento.

Le tariffe a copertura del servizio di misura si aggiornano, come per il servizio di distribuzione, con il meccanismo del price-cap per la quota a copertura dei costi operativi (con un obiettivo di recupero di produttività dello 0,7%) e con il deflatore, la variazione del capitale investito e il tasso di variazione dei volumi per la parte a copertura del capitale investito e degli ammortamenti. Il tasso di remunerazione del capitale di misura è equivalente a quello del servizio di distribuzione.

Si ricorda che, con la delibera del 10 novembre 2016 n. 646/2016/R/eel, l'ARERA ha illustrato le modalità di definizione e di riconoscimento di costi relativi a sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione. In data 8 marzo 2017, ha pubblicato un comunicato in cui ha aggiornato la valutazione del piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G proposto da e-distribuzione SpA. Al fine di presentare all'ARERA la relazione illustrativa sul piano di messa in servizio del sistema smart metering 2G, la società ha definito un progetto di sviluppo di tale sistema con l'obiettivo di sostituire l'attuale sistema di contatori elettronici.

A partire dall'anno 2017, l'ARERA stabilisce, nella stessa delibera, che ai fini dell'aggiornamento annuale della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti relativi ai punti di misura effettivi in bassa tensione, per ciascuna impresa distributrice il valore di investimento lordo massimo riconoscibile per misuratore installato è pari al 105% del corrispondente valore di investimento lordo per misuratore relativo a investimenti entrati in esercizio nel 2015.

In data 20 marzo 2019, con il documento di consultazione 100/2019/R/eel, l'Autorità introduce un aggiornamento per il triennio 2020-2022 delle disposizioni in materia di determinazione e riconoscimento dei costi relativi a sistemi di smart metering di

seconda generazione (2G). In particolare, le proposte riportate nel documento di consultazione includono:

1. la possibilità di fissare obblighi sulle tempistiche di messa in servizio dei sistemi 2G unitamente alla modulazione del “piano convenzionale” al fine di ridurre il rischio “Paese a due velocità”; l’aggiornamento e la semplificazione delle disposizioni relative all’ammissione al percorso abbreviato delle imprese che avviano in tale triennio il proprio piano di messa in servizio dei sistemi di smart metering 2G;
2. la valutazione delle disposizioni di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 93/2017 in tema di verifica periodica dei misuratori di energia elettrica e degli extra-costi che ne potrebbero derivare;
3. la possibilità di introdurre disposizioni per quantificare le penalità da applicare in caso di mancato rispetto dei livelli attesi di performance dei sistemi di smart metering 2G.

Segue la delibera 306/2019/R/eel in data 16 luglio, che conferma gli orientamenti presentati nel precedente documento di consultazione. In particolare:

1. l’Autorità fissa il 2022 come termine ultimo per l’avvio dei piani di messa in servizio dei sistemi 2G e stabilisce che la fase massiva di sostituzione dei misuratori dovrà essere conclusa entro il 2026 (con un target pari al 95% dei misuratori inclusi nel piano). Inoltre, allo scopo di evitare il rischio “Paese a due velocità”, è stata introdotta una nuova modalità di calcolo del “piano convenzionale” per le imprese che non hanno ancora presentato il piano di messa in servizio;
2. a partire dal 4° anno di ciascun PMS2, a Maggior Tutela degli utenti del servizio, vengono introdotte penalità per mancato rispetto dei livelli di performance attesi, con tetti annuali e pluriennali delle penalizzazioni;
3. la vita utile regolatoria per le categorie di cespiti relative al servizio di misura dell’energia elettrica in bassa tensione da applicarsi agli investimenti in sistemi di smart metering 2G è pari a 15 anni;
4. la remunerazione e l’ammortamento del capitale investito sono determinati secondo un piano di ammortamento a rata costante. Le rate del piano di ammortamento sono calcolate come rate annue posticipate, considerando un orizzonte temporale di restituzione coerente con la vita utile regolatoria.

In data 20 settembre 2019, areti ha inviato all’Autorità la richiesta di ammissione al riconoscimento degli investimenti in regime specifico insieme al piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G e gli altri documenti previsti dalla delibera 306/2019/R/eel. La documentazione è stata resa disponibile in data 23 settembre 2019 sul sito areti e in data 21 ottobre si è tenuta una sessione pubblica di presentazione del Piano durante la quale l’Azienda ha fornito risposte alle osservazioni fatte dai soggetti interessati. In data 20 dicembre l’Autorità ha richiesto informazioni di dettaglio riguardo i costi effettivi di capitale operativi relativi all’attività di misura 1G e 2G esposti nel PMS2.

Con la delibera 213/2020/R/eel, che segue la 177/2020/R/eel accompagnata dal DCO 178/2020; si dispongono modifiche transitorie, per l’anno 2020, di alcune delle direttive per i sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) per la misura dell’energia elettrica in bassa tensione.

In particolare, in considerazione dell’emergenza epidemiologica da Covid-19 e dei suoi impatti sulla sostituzione dei misuratori, l’Autorità ha espresso l’orientamento a:

- derogare, almeno per il 2020, il criterio di messa a regime a livello di Comune o di altro territorio significativamente rilevante;

- prevedere che i prossimi PDFM, che dovranno avere periodicità al massimo trimestrale, potranno avere solo valore indicativo fino a che perdura l’emergenza epidemiologica. Ciascun PDFM dovrà, inoltre, essere pubblicato con 15 giorni di anticipo rispetto all’inizio del mese in cui sono previste sostituzioni massive di misuratori;
- sospendere, almeno per l’anno 2020, le disposizioni in tema di penalità per mancato raggiungimento di almeno il 95% dell’avanzamento (cumulato) previsto dal PMS2 a partire dal secondo anno di piano (90% per il primo anno);
- sospendere, per il solo anno 2020, l’applicazione della matrice IQI (Information quality incentive), che definisce il valore degli incentivi da riconoscere alle imprese per le diverse combinazioni di spesa effettiva sostenuta e spesa prevista, dal momento che il confronto tra costi effettivi e costi previsti può essere soggetto a fattori che inficiano la comparazione.

In data 28 luglio 2020, con la delibera 293/2020/R/eel, l’Autorità ha approvato il piano di messa in servizio dei sistemi di smart metering 2G presentato da areti e ha determinato il relativo piano convenzionale di messa in servizio e le spese previste per il piano ai fini del riconoscimento dei costi di capitale.

L’ARERA ritiene inoltre opportuno prevedere, per le imprese distributrici, la facoltà di proporre l’aggiornamento del proprio piano di messa in servizio nel corso del 2021 per tenere conto degli effetti dell’emergenza epidemiologica. Si fa presente che, in data 31 marzo 2021, areti, in considerazione del periodo di emergenza sanitaria ancora in corso e della necessità di approfondire ulteriormente gli impatti da essa derivanti, ha comunicato l’intenzione di raccogliere ulteriori elementi utili a valutare l’opportunità di aggiornare il proprio PMS2 entro il 15 giugno 2021.

Si segnala che areti ha comunicato ad ARERA in data 14 giugno 2021 di esser intervenuta tempestivamente adattando processi e procedure al fine di assorbire gli impatti operativi che si sono manifestati nel periodo di emergenza sanitaria, pertanto non sono stati identificati effetti tali da motivare una revisione del piano. Si precisa tuttavia che sono presenti alcuni rischi quali per esempio, a titolo esemplificativo e non esaustivo, il possibile aumento del costo degli asset a seguito del rincaro delle materie prime o potenziali shortage di forniture per il diffuso rallentamento dei processi produttivi a livello mondiale. A tal proposito si segnala che i DSO, tramite Utilitalia, stanno rivolgendo all’Autorità alcune richieste volte ad azzerare i meccanismi di premi e penali per gli anni impattati dalla scarsità di forniture di misuratori 2G.

Con la delibera 349/2021/R/eel in data 3 agosto 2021, l’Autorità ha previsto che, per l’anno 2021, per le imprese che hanno avviato il PMS2 negli anni precedenti, il limite di misuratori 2G sotto il quale si applicano penalità sia pari al 90% anziché al 95% del numero cumulato di misuratori 2G previsti dal PMS2 al 31 dicembre 2021; delibera inoltre che, anche per il 2021, non si applica il criterio di messa a regime a livello di Comune o di altro territorio significativamente rilevante.

In data 23 marzo 2022 l’ARERA ha inviato ad areti, tramite PEC, la comunicazione delle risultanze istruttorie relative alla spesa effettiva di capitale degli investimenti in sistemi di smart metering 2G sostenuta nell’anno 2020.

Con la delibera 280/2022/R/eel del 28 giugno 2022, l’ARERA ha avviato un procedimento per aggiornare le direttive per il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) applicabili a valere dal 2023, attualmente definite dalla deliberazione 306/2019/R/eel, prevedendo la conclusione di tale procedimento entro il 31 dicembre 2022.

In data 28 giugno 2022, l'Autorità ha pubblicato il DCO 284/2022/R/eel nel quale espone i propri orientamenti relativamente all'introduzione di modifiche transitorie delle disposizioni delle Direttive 2G per l'anno 2022. Tali modifiche transitorie sono ritenute necessarie a seguito di effetti indiretti della pandemia da Covid-19 che hanno comportato una forte carenza di semiconduttori a livello mondiale, a sua volta, a partire dai primi mesi del 2022, ha comportato significative limitazioni delle disponibilità di misuratori 2G, già ordinati dalle imprese distributrici. In tale DCO, l'ARERA discute inoltre l'eventuale deroga transitoria al criterio di "messa a regime" dei territori significativamente rilevanti, esamina possibili modifiche transitorie riguardo la predisposizione dei piani di dettaglio della fase massiva, discute le modalità di applicazione delle matrici Information Quality Incentive (IQI), illustra possibili modifiche transitorie alla disciplina delle penalità per mancato avanzamento del piano di messa in servizio ed esamina le tempistiche di completamento della fase massiva di messa in servizio dei sistemi di smart metering 2G. I DSO interessati sono stati chiamati a far pervenire le proprie osservazioni entro il 29 luglio 2022.

Si segnala che, in data 27 luglio 2022, l'Autorità ha pubblicato il documento di consultazione 360/2022/R/eel in cui illustra gli orientamenti relativamente all'estensione delle disposizioni in materia di messa in servizio di sistemi di smart metering di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione. Il termine per l'invio delle osservazioni è stato fissato al 26 settembre 2022.

In data 22 novembre 2022, in esito alla consultazione avviata con il DCO 284/2022/R/eel, l'ARERA ha pubblicato la delibera 601/2022/R/eel nella quale ha introdotto modifiche transitorie di alcune disposizioni per i sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione. In particolare, delibera: per l'anno 2022 e per il primo semestre 2023, la non applicazione del criterio di messa a regime in ciascun territorio significativamente rilevante; per l'anno 2022 sono sospese le disposizioni di cui all'articolo 18, commi 1 e 3, dell'Allegato A alla deliberazione 306/2019/R/eel riguardanti le penalità per ritardi rispetto alle previsioni di messa in servizio e per mancato rispetto lieve dei livelli attesi di performance; sono sterilizzati gli effetti derivanti dalle quantità di misuratori 2G dell'anno 2022 previste ed effettive. In data 28 marzo 2023 l'ARERA ha comunicato le risultanze istruttorie relative alla spesa effettiva di capitale degli investimenti in sistemi di smart metering di seconda generazione sostenuta nell'anno 2021.

Infine, con delibera 724/2022/R/eel l'Autorità ha aggiornato le Direttive 2G per il triennio 2023-2025 prevedendo che: le modalità di rendicontazione annuale dell'avanzamento fisico siano sistematizzate con tempistiche analoghe alle rendicontazioni già previste riguardo l'avanzamento economico e le performance; il periodo di monitoraggio delle performance dei sistemi di smart metering 2G sia esteso a 4 anni, con l'attivazione delle penalizzazioni solo a partire dal 1° gennaio del quinto anno di PMS2, alla luce delle criticità occorse in ordine all'emergenza sanitaria da Covid-19 e alle significative limitazioni delle disponibilità di componenti 2G; vi sia l'obbligo di sostituzione tempestiva dei misuratori 1G con misuratori 2G in caso di istanze di attivazione di configurazioni di autoconsumo collettivo; sia previsto un meccanismo premiante l'accelerazione del PMS2 per effetto di contributi pubblici.

Il "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" (TIC), Allegato C alla deliberazione 568/2019/R/eel, disciplina le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione e di prestazioni specifiche (spostamenti di impianto di rete richiesti da utente, voltare, subentri, disattivazione ecc.) delle utenze passive, in sostanziale continuità rispetto al precedente periodo regolatorio.

Le modifiche regolatorie intervenute dal 1° gennaio 2016 consentono al distributore di affermare che il diritto alla remunerazione del capitale investito sorge, dal punto di vista contabile, contestualmente alla realizzazione degli investimenti e all'avvio del processo di ammortamento nel rispetto del principio di competenza economica e di correlazione dei costi e dei ricavi. A tale scopo, è stata calcolata e iscritta nel margine energetico la remunerazione degli investimenti (comprensivi dei relativi ammortamenti) contestualmente al loro realizzarsi (c.d. Accounting regolatorio).

Con la delibera 119/2022/R/eel del 22 marzo 2022, si istituisce il meccanismo di reintegrazione alle imprese distributrici di energia elettrica dei crediti non riscossi e altrimenti non recuperabili in ordine agli oneri generali di sistema e agli oneri di rete delineandone le condizioni di accesso, i criteri per la quantificazione dei crediti ammessi, i criteri per il riconoscimento degli stessi, le modalità operative nonché le tempistiche di presentazione delle istanze e di liquidazione degli ammontari da parte di CSEA. Inoltre, con il presente provvedimento è abrogata la deliberazione 1° febbraio 2018, 50/2018/R/eel.

Si evidenzia inoltre che con delibera 35/2022/R/eel del 31 gennaio 2022 l'ARERA ha disposto l'annullamento delle aliquote degli oneri generali di sistema elettrico per il 1° trimestre 2022 per tutte le tipologie di utenza in attuazione del D.L. Sostegni *ter*.

Si segnala che l'Autorità, in data 22 novembre 2022, ha pubblicato la delibera 599/2022/E/com con la quale avvia una campagna di verifiche di carattere documentale in materia di separazione contabile e di investimenti dichiarati per un campione di imprese regolate esercenti le attività di distribuzione elettrica e di distribuzione e trasporto del gas naturale per gli anni 2018-2021.

Si segnala, inoltre, la pubblicazione del DCO 615/2021/R/com del 23 dicembre 2021 nel quale l'Autorità illustra le logiche delle principali linee di intervento che caratterizzano la soluzione ROSS-base, cioè la focalizzazione sulla spesa totale, superando l'attuale regime di riconoscimento dei costi che considera separatamente i costi operativi e gli investimenti a favore di un approccio integrato che responsabilizzi gli operatori. In particolare, il nuovo approccio integrato si focalizza sui seguenti aspetti: previsioni e piani di sviluppo realistici, fondati sulle future ed effettive esigenze dei clienti del servizio; incentivi per il miglioramento del livello di performance, in termini di efficienza, economicità e qualità del servizio; rimozione di eventuali barriere regolatorie allo sviluppo di soluzioni innovative. L'ARERA non entra ancora nel dettaglio dei meccanismi regolatori che dovranno essere sviluppati e che entreranno in vigore a partire dal 2024 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, ma intende acquisire una prima valutazione da parte di operatori, clienti finali e altri soggetti interessati. Le osservazioni sono state inviate entro il 31 gennaio 2022.

Si segnala che l'Autorità, in data 12 luglio 2022, ha pubblicato il DCO 317/2022/R/com in cui ha fornito ulteriori chiarimenti e spunti di osservazione nell'ambito di applicazione dell'approccio ROSS e dei criteri di determinazione del costo storico riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base. Le osservazioni sono state inviate il 14 settembre 2022.

In data 25 ottobre 2022, l'ARERA ha pubblicato la delibera 527/2022/R/com nella quale avvia un procedimento per la definizione dei criteri di regolazione secondo il modello ROSS-integrale. Entro il 31 dicembre 2023 sarà pubblicata una delibera quadro contenente i criteri generali della regolazione ROSS Integrale e nel corso del 2024 saranno pubblicati provvedimenti settoriali specifici per i diversi servizi regolati, che dovranno contenere modalità e obiettivi delle sperimentazioni.

Con il DCO 655/2022/R/com, l'Autorità ha pubblicato gli orientamenti finali sui criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base e una prima bozza del TIROSS (Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas) per il periodo 2024-2031: la durata della disciplina contenuta nel TIROSS è di 8 anni, mentre la durata del periodo di regolazione di ciascun servizio regolato è di 4 anni. Nel DCO vengono fornite maggiori indicazioni relativamente alla determinazione della spesa ammessa al riconoscimento tariffario, alla determinazione dei recuperi di efficienza totale, al trattamento della spesa di capitale esistente alla data di cut-off. I distributori potranno inviare le proprie osservazioni entro il 23 gennaio 2023.

In data 18 aprile 2023, con delibera 163/2023/R/com, l'Autorità ha pubblicato il Testo Integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031), ha approvato la parte I, recante le disposizioni comuni, e la parte II, dedicata al ROSS-base. In tale delibera sono stati confermati gli orientamenti prospettati nel DCO 655/2022/R/com, rinviando la definizione di specifici parametri a futuri provvedimenti specifici relativi a ciascun servizio infrastrutturale regolato. Successivamente, in data 18 maggio 2023, l'ARERA ha inviato ai principali DSO, Snam e Terna una richiesta di informazioni in materia di proiezioni economiche, patrimoniali e finanziarie semplificate ai fini della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) con l'obiettivo di determinare i futuri tassi di capitalizzazione, l'X-Factor e lo Z-Factor per il Primo Periodo Regolatorio ROSS. Tali dati dovranno essere forniti per il periodo 2023-2027.

Con delibera 165/2023 del 18 aprile 2023 l'Autorità ha deliberato di avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027. Tale procedimento si concluderà entro il 31 dicembre 2023 relativamente agli aspetti generali con applicazione sull'intero periodo 2024-2027 ed entro il 31 dicembre 2027 per quanto riguarda specifici aspetti applicativi, quali ad esempio la preparazione dei criteri applicativi della regolazione ROSS integrale e l'introduzione o aggiornamento di meccanismi di regolazione output-based.

In data 3 agosto 2023, l'Autorità ha pubblicato il documento di consultazione 381/2023/R/com nel quale espone gli orientamenti in materia di modalità applicative dei criteri ROSS-base, per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, applicabili a decorrere dal 2024. Tale documento espone le proposte dell'Autorità relativamente ad alcuni aspetti non ancora definiti nella delibera 163/2023 di approvazione del TIROSS, rimandando comunque a successivi documenti di consultazione e tavoli di lavoro gli aspetti legati alla rendicontazione e al monitoraggio delle spese e alle analisi dei rendimenti economico-finanziari e finanziabilità delle imprese. I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte entro il 21 settembre 2023.

In esito alla consultazione, in data 2 novembre 2023, l'ARERA ha pubblicato la delibera 497/2023/R/com in cui definisce i criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. L'Autorità, tra le diverse novità, dispone che 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%. I recuperi di efficienza conseguiti nel 5° periodo di regolazione sono lasciati alle imprese distributrici nei quattro anni successivi secondo quote decrescenti

(50% primo anno, 37,5% secondo, 25% terzo e 12,5% quarto).

Le efficienze del nuovo periodo regolatorio sono invece lasciate al DSO a seconda dello schema di incentivazione scelto (schema a basso potenziale SBP o schema ad alto potenziale SAP). I costi di capitale sostenuti fino all'anno 2023 (cut-off) sono gestiti in continuità di criteri (ammortamento all'anno n-2, capitale all'anno n-1); i costi di capitale invece successivi all'anno di cut-off sono gestiti secondo le logiche ROSS (ammortamento e capitale all'anno n-1). I costi totali sostenuti dall'impresa sono divisi tra quota Slow money (opex) e quota Fast money (capex) sulla base di un tasso di capitalizzazione definito dall'ARERA.

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).

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, trattamento 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

Tra le principali novità normative relative al primo semestre dell'anno 2023, con riferimento specifico al settore idrico si evidenzia in primo luogo la **Legge di Bilancio 2023** (Legge 29 dicembre 2022, n. 197 pubblicata in GU n. 303 del 29 dicembre 2022, SO n. 43), entrata in vigore il 1° gennaio 2023. In particolare, i commi 519-520 riguardano il **finanziamento del sistema idrico del Peschiera**. Il comma 519, al fine di migliorare l'approvvigionamento idrico della città metropolitana di Roma, autorizza la spesa complessiva di € 700 milioni (€ 50 milioni per ciascuno degli anni 2023 e 2024 ed € 100 milioni per ciascuno degli anni dal 2025 al 2030), per la realizzazione del "Nuovo tronco superiore acquedotto del Peschiera

- dalle sorgenti alla Centrale di Salisano” nell’ambito del progetto sulla messa in sicurezza e ammodernamento del sistema idrico del Peschiera (allegato IV, n. 8, del D.L. n. 77/2021). Il comma 520 demanda a un decreto MIT, da adottare di concerto con il MEF entro aprile 2023 e non ancora emanato, l’individuazione degli interventi da finanziare con le risorse previste dal comma 519, delle modalità di erogazione e dei casi di revoca delle risorse, previa presentazione di apposita documentazione da parte del Commissario straordinario. Novità di sicuro rilievo è la pubblicazione, in GU n. 55 del 6 marzo 2023, del **D.Lgs. 18/2023** di “Attuazione della direttiva (UE) 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 dicembre 2020, concernente la **qualità delle acque destinate al consumo umano**”. La data di entrata in vigore del provvedimento è individuata nel 21 marzo 2023, con tempistiche comunque differenziate per i vari adempimenti. La nuova norma non si limita alla qualità delle acque potabili e al loro monitoraggio, ma include anche altri temi a ciò connessi, quali le perdite idriche, l’accesso all’acqua, l’informazione agli utenti, e reca inoltre disposizioni su materiali in contatto con l’acqua, reagenti e materiali filtranti.

Per quanto riguarda le perdite idriche, ARERA dovrà elaborare i dati acquisiti dai gestori, in linea con le previsioni della regolazione della qualità tecnica, e comunicare alla Commissione Europea, entro il 12 gennaio 2026, la media nazionale; nel caso di superamento della media individuata come soglia dalla Commissione, si dovrà stabilire un piano d’azione con le relative misure finalizzate alla riduzione del tasso di perdita idrica nazionale, da adottare con decreto della Presidenza del Consiglio dei Ministri.

Da evidenziare inoltre il tema dell’accesso all’acqua, che comporta l’adozione da parte delle Regioni e delle Province autonome delle misure necessarie per mantenere e migliorare l’accesso alle acque destinate al consumo umano, in particolare per i gruppi vulnerabili o emarginati, e promuovere l’uso dell’acqua di rubinetto. Non secondarie anche le nuove disposizioni in materia di informazioni al pubblico, già introdotte nella regolazione dalla delibera ARERA 609/2021/R/idr.

Si segnala inoltre che è stato pubblicato in GU Serie Generale n. 59 del 10 marzo 2023 il Decreto del MEF del 31 dicembre 2022 che reca **Criteri generali per la determinazione, da parte delle Regioni, dei canoni di concessione per l’utenza di acqua pubblica.**

Il provvedimento risponde all’obiettivo di assicurare un’omogenea disciplina sul territorio nazionale, a tal fine stabilendo i criteri generali per la determinazione, da parte delle regioni, dei canoni di concessione per l’utenza di acqua pubblica, tenendo conto dei costi ambientali e dei costi della risorsa e dell’inquinamento, e contribuisce all’attuazione della milestone del PNRR M2C4-2 – Riforma 4.2: Misure per garantire la piena capacità gestionale per i servizi idrici integrati.

Altro provvedimento di interesse del periodo di riferimento è il D.L. 14 aprile 2023, n. 39, convertito con legge 68/2023 (GU n. 136 del 13 giugno 2023), recante disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l’adeguamento delle infrastrutture idriche (c.d. **D.L. Siccità**). Tra le diverse misure previste dall’articolato provvedimento, l’istituzione di una Cabina di regia per la crisi idrica, presieduta dal Presidente del Consiglio dei ministri, con compiti di indirizzo, coordinamento e monitoraggio, e alla quale è attribuita, inoltre, l’effettuazione di una ricognizione delle opere e degli interventi di urgente realizzazione per far fronte nel breve termine alla crisi idrica. Come appreso da un Comunicato Stampa della Presidenza del Consiglio dei ministri, nel mese di maggio si è tenuta la prima riunione della Cabina di regia, nel corso della quale sono state definite le priorità ed è stata avviata la ricognizione delle richieste provenienti dai territori, già individuando i primi interventi

in 5 regioni, tra le quali anche il Lazio, per un investimento complessivo di € 102 milioni messi a disposizione dal MIT. Il D.L. Siccità prevede anche la nomina di un Commissario straordinario, in carica fino al 31 dicembre 2023 e prorogabile fino al 31 dicembre 2024, incaricato di realizzare con urgenza gli interventi indicati dalla Cabina di regia; in proposito, è stato nominato dal Consiglio dei ministri del 4 maggio 2023 il dott. Nicola Dell’Acqua.

Infine, per quanto riguarda il panorama EU, da segnalare il parere motivato inviato il 15 febbraio all’Italia dalla Commissione europea, nell’ambito della procedura di infrazione INFR 2018 – 2249 in relazione al mancato rispetto della Direttiva nitrati (91/676/Cee), con l’invito a proteggere meglio la popolazione e gli ecosistemi del Paese dall’inquinamento provocato da nitrati provenienti dall’agricoltura. Il parere è stato preceduto da due lettere di costituzione in mora: la prima nel novembre 2018 con invito alle autorità a garantire la stabilità della rete di monitoraggio dei nitrati, a procedere a un riesame, a proseguire nella designazione delle zone vulnerabili ai nitrati e ad adottare misure supplementari in diverse regioni; nel dicembre 2020 è stata inviata una lettera complementare che, pur riconoscendo alcuni progressi, evidenziava preoccupazioni riguardo ad altre violazioni in diverse regioni nelle quali la situazione nelle acque sotterranee inquinate dai nitrati non sta migliorando o si osserva un peggioramento del problema dell’eutrofizzazione delle acque superficiali. Le autorità italiane hanno due mesi di tempo per rispondere e adottare le misure necessarie.

Si rileva inoltre, nel mese di giugno, il deferimento dell’Italia alla Corte di Giustizia Europea per il non corretto recepimento della direttiva 91/271/Cee sul trattamento delle acque reflue urbane (causa C-85/13, procedura d’infrazione 2009/2034); secondo la Commissione Europea, infatti, dei 41 agglomerati iniziali in causa 5 non sono stati ancora resi conformi e il termine del 2027 comunicato dall’Italia per l’adeguamento non è considerato accettabile.

Nel seguito, sono analizzati i principali provvedimenti emanati dall’ARERA nel periodo di riferimento.

ATTIVITÀ DELL’ARERA IN MATERIA DI SERVIZI IDRICI

L’Autorità avvia con **deliberazione 51/2023/R/idr**, in ottemperanza all’articolo 7, comma 2, del D.Lgs. 201/2022 (Riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica), il procedimento per determinare la nuova disciplina dei contenuti minimi dei bandi di gara finalizzato alla definizione di schemi tipo di bando di gara per l’affidamento della gestione del servizio idrico integrato. Il procedimento è volto, tra l’altro, a disciplinare i criteri per la determinazione dell’importo a base di gara, per la formulazione e la valutazione delle offerte (economiche e tecniche) affinché le stesse siano coerenti con le previsioni regolatorie in materia tariffaria e di qualità. Non si registrano avanzamenti del procedimento, la cui conclusione era originariamente prevista al 30 settembre 2023.

In tema di bonus sociali, si segnalano i seguenti provvedimenti:

- la **delibera 13/2023/R/com**, con la quale l’Autorità ha aggiornato i valori soglia ISEE per l’accesso alla misura, in coerenza con quanto disposto dalla legge 29 dicembre 2022, n. 197 (Legge di Bilancio 2023): in particolare, a decorrere dalla data del 1° gennaio 2023, sono stati aggiornati a € 9.530 la soglia di accesso e a € 15.000 il limite massimo per le famiglie con meno di quattro figli (resta fermo a € 20.000 il limite massimo per le famiglie numerose);
- la **delibera 622/2023/R/com** di revisione delle modalità di riconoscimento, di aggiornamento e di verifica da parte del gestore dei bonus sociali.

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). 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 e 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 il 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 a 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 stessa, 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.

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 (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 biennali) 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 costituirà 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 prerequisiti 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.

Sempre in relazione alla regolazione della qualità sia tecnica che contrattuale, si richiamano le **delibere 476/2023/R/Idr** e **477/2023/R/Idr** di applicazione del meccanismo incentivante (risultati finali) pubblicata a valle della nota metodologica ex delibera 303/2023/R/Idr con la quale l'ARERA ha individuato le prime risultanze nonché il percorso istruttorio intrapreso. I due provvedimenti specificano i premi e le penalità attribuibili ai gestori per il biennio 2020-2021. Complessivamente il Gruppo Acea ha ottenuto premi per oltre € 40 milioni e penali per poco meno di € 7 milioni.

In relazione agli eccezionali eventi meteorologici verificatisi nel mese di maggio 2023, ARERA con le deliberazioni 216/2023/R/com, 267/2023/R/com, 304/2023/R/com, 390/2023/R/com e 565/R/com sospende il pagamento di bollette e avvisi di pagamento di acqua, rifiuti luce e gas fino al 31 ottobre, in attuazione del D.L. 61/2023 (c.d. Decreto Alluvione). Sono previste, inoltre, disposizioni relative alla rateizzazione dei corrispettivi e alla sospensione delle azioni sulla morosità, nonché l'aggiornamento, a far data dal 1° luglio 2023, del valore della componente tariffaria UI1, resa pari a 0,6 c€/m³.

Per quanto riguarda il tema della Tutela dei consumatori si segnala, in particolare, la pubblicazione della **delibera 233/2023/E/com** del 30 maggio 2023. Con tale provvedimento l'Autorità stabilisce che, a partire dal 30 giugno 2023, è operante il tentativo obbligatorio di conciliazione, quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale anche per il settore idrico; pertanto, se un utente finale decidesse di adire le vie legali, dovrebbe prima tentare di comporre la controversia dinanzi al Servizio Conciliazione dell'ARERA o innanzi ad altri organismi preposti alla risoluzione extragiudiziale delle controversie. Viene così estesa anche al settore idrico la disciplina del TICO - Testo Integrato Conciliazione - operante già dal 1° gennaio 2018 per i settori elettrico e gas. Il provvedimento dispone inoltre specifici obblighi informativi per i gestori interessati dalle nuove disposizioni. Sempre nel corso del primo semestre 2023 l'Autorità ha pubblicato la revisione della Relazione annuale delle attività del Servizio Conciliazione 2022; dal documento si evince che le domande di conciliazione presentate nell'anno 2022 sono state 24.339, di cui 3.184 del settore idrico, e, di queste ultime, il 71,3 % riguarda la fatturazione, il 5,2% la misura, il 5,1% i contratti, il 4,0% l'allacciamento e lavori e la morosità e la sospensione, l'1,3 % la qualità contrattuale e lo 0,5% la qualità tecnica. Le Regioni con il maggior numero di domande sono: l'Abruzzo, la Sardegna, il Lazio, la Campania, le Marche, la Basilicata e la Liguria. Al termine della procedura conciliativa (relativa a tutti i settori regolati), è stato richiesto di compilare un questionario di gradimento al quale hanno aderito 8.781 clienti; il 96% di essi è risultato soddisfatto del servizio ricevuto.

Si segnala, infine:

- l'azzeramento, a decorrere dal 1° luglio 2023, della componente perequativa UI4 per l'alimentazione del Fondo di garanzia delle opere idriche, disposto con delibera **239/2023/R/Idr**. La componente era stata introdotta a partire dal 1° gennaio 2020, in misura pari a 0,4 c€/m³, a maggiorazione ai corrispettivi di acquedotto, di fognatura e di depurazione, prevedendone l'aggiornamento semestrale in relazione al fabbisogno del relativo conto tenuto dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA);
- la delibera **598/2023/E/com**, che modifica il Regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni ampliando i termini del procedimento, prevedendo la riunione in caso di procedimenti connessi e dando specifico rilievo, in linea con l'articolo 11 della Legge 689/81, alle particolari condizioni economiche negative dell'agente.

Altro elemento di sicuro interesse sono le **Memorie** che l'Autorità ha presentato in relazione a evoluzioni normative nei settori di competenza nonché le Relazioni circa l'attività di monitoraggio condotta con riferimento al riordino degli assetti locali del servizio idrico integrato. Di seguito si segnalano i relativi provvedimenti pubblicati nel 2023. In particolare, si segnala quanto segue.

- La **Memoria 106/2023/I/Idr** riporta le considerazioni dell'Autorità in merito agli atti COM (2022) 540 (Quadro per l'azione comunitaria in materia di acque) e COM (2022) 541 (Trattamento delle acque reflue urbane), indirizzato alla Commissione Politiche dell'UE del Senato. Il documento intende fornire un contributo in merito alle proposte di direttiva UE sopra citate, e in particolare la COM (2022)541, per la quale sono presentate considerazioni e proposte basate su valutazioni tecnico-economiche. Nello specifico, vengono richieste, per una serie di adempimenti, tempistiche meno stringenti in ragione del rilevante impatto prospettato dall'attuale impostazione della proposta di direttiva. Sono richieste inoltre rimodulazioni per quanto riguarda gli obiettivi di neutralità energetica degli impianti di trattamento.
- Con la **Memoria 178/2023/I/Idr** l'ARERA fornisce il proprio contributo in merito al già citato D.L. 14 aprile 2023, n. 39, recante "Disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche", ai fini della relativa conversione in legge. Tra i punti evidenziati dall'Autorità, la necessità che gli interventi per far fronte alla crisi idrica confluiscono nel "Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico" (c. 516 L. 205/2017), ai fini di una maggior efficacia nel coordinamento degli stessi. ARERA inoltre propone l'adozione di meccanismi incentivanti per la promozione dell'efficienza e per il miglioramento della qualità anche per gli usi diversi dal civile, mentre per quanto riguarda il riuso delle acque reflue depurate sono proposte misure finalizzate alla semplificazione delle procedure di autorizzazione.
- Con la **Memoria 232/2023/I/com** l'Autorità riferisce alle Commissioni VIII Ambiente, territorio e lavori pubblici e X Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati su povertà energetica, erogazione dei bonus sociali e sistema di tariffazione dei rifiuti. Specificamente per quanto riguarda il bonus sociale idrico, viene riferito che allo stato attuale gli adempimenti preliminari che ne consentono l'erogazione automatica sono stati portati a compimento per circa l'80% della popolazione nazionale.
- Con la **sedicesima relazione semestrale (delibera 34/2023/I/Idr)** redatta ai sensi dell'art. 172, comma 3-bis, del D.Lgs.

152/2006, l'Autorità aggiorna il quadro di informazioni riguardanti il riordino degli assetti locali del settore idrico. Il quadro che emerge evidenzia il definitivo completamento dei percorsi di adesione degli enti locali ai relativi enti di governo dell'ambito in tutte le aree territoriali del Paese e il consolidamento nel processo razionalizzazione del numero degli ATO, allo stato attuale pari a 62; l'esigenza di conclusione del percorso avviato verso la piena operatività in alcune realtà territoriali; l'avvenuto avvio, da parte di alcune Regioni, dell'esercizio di poteri sostitutivi, in forza delle novità legislative recentemente introdotte dal D.L. 115/22. In tale contesto viene evidenziato l'impulso impresso dalla Regione Lazio nell'esercizio di poteri sostitutivi per il definitivo trasferimento del servizio idrico ai relativi gestori unici d'ambito in diversi Comuni. Viene altresì sottolineata la necessità di portare a compimento l'affidamento del servizio idrico integrato su tutto il territorio nazionale, e l'esigenza di perfezionamento in tempi brevi del processo di razionalizzazione e consolidamento del panorama gestionale secondo le previsioni della normativa vigente.

- La **diciassettesima relazione semestrale (delibera 323/2023/II idr)** di luglio 2023 non evidenzia novità rilevanti rispetto a quanto annotato nella precedente analisi, eccetto alcuni ulteriori progressi in tema di affidamento del SII in Campania (l'affidamento in aprile della gestione nel Distretto Irpino ad Alto Calore Servizi) e negli ATO siciliani di Catania e Ragusa. Nell'ATO regionale della Campania non risultano ancora assegnati tuttavia i Distretti Sannita (per il quale si prevede la costituzione della società mista Sannio Acque) e Napoli Nord (si prospetta una gestione in house mediante la costituenda società APPN, ipotesi, tuttavia, di recente contestata dall'Antitrust), mentre in Sicilia devono ancora perfezionarsi gli affidamenti nelle ATI di Messina, Trapani e Siracusa. In un quadro di persistente Water Service Divide la previsione della nuova società Acque del Sud SpA, che dal 1° gennaio 2024 prende il posto del soppresso Ente per lo sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia e Lucania (Eipli), può contribuire all'efficace ricomposizione della filiera dell'approvvigionamento idrico e alla configurazione dei necessari profili strutturali di sostenibilità economica e ambientale delle attività upstream nel Mezzogiorno. Inoltre, anche in considerazione dell'attribuzione all'Autorità del compito di definire la tariffa idrica da applicare agli utenti della società Acque del Sud SpA, viene ribadito che "i settori di impiego diversi dal civile potrebbero trarre benefici dall'applicazione di regole - proprio sul modello di quelle sviluppate dall'Autorità per il servizio di acquedotto - tese a incentivare i miglioramenti delle performance, con l'individuazione di specifici target di contenimento degli sprechi in relazione all'uso della risorsa idrica, e la conseguente identificazione degli interventi necessari". Infine, l'Autorità rileva l'esigenza, in considerazione della scadenza della concessione di Acquedotto Pugliese (31 dicembre 2025), "di definire in tempi brevi un assetto gestionale duraturo, nel rispetto, tra l'altro, delle previsioni regolatorie in tema di procedure di subentro".

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 areti e 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, n. 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 e 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 a 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.

Successivamente il TAR ha sospeso con Ordinanza cautelare la delibera ARERA n. 603/2021 limitatamente all'art. 6.4 dell'Allegato alla delibera, ossia alla disciplina transitoria che impone al distributore di rispondere entro 7 giorni. Con ordinanza n. 4568/2022 dello scorso 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.

Si evidenzia che l'Autorità ha pubblicato la delibera 86/2023/C/com con la quale 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 comunica-

zione 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.

Misure per il contenimento dell’aumento dei prezzi in bolletta

Facendo seguito agli interventi messi in atto per tutto il 2022 al fine di limitare gli effetti dell’aumento dei prezzi della materia prima gas/ elettrica, con la Legge di Bilancio 2023 il Governo ha disposto per il primo trimestre 2023:

- l’azzeramento delle componenti degli oneri generali di sistema per il settore elettrico a tutti i clienti domestici e ai non domestici con potenza disponibile fino a 16,5 kW, e per il gas alla generalità degli utenti (delibera ARERA 735/2022/R/com);
- la proroga dell’aliquota IVA ridotta al 5% per le somministrazioni di energia termica prodotta con gas metano in esecuzione di un contratto servizio energia;
- il potenziamento dei bonus sociali luce e gas ampliando la fascia dei beneficiari ammessi innalzando la soglia ISEE di accesso a € 15.000 (dai precedenti 12.000, con una soglia sempre a € 20.000 per le famiglie numerose) e rideterminando il valore del contributo in considerazione del valore dell’ISEE con l’intento di garantire maggiori risparmi ai nuclei familiari più in difficoltà massimizzando le risorse a sua disposizione (delibere ARERA 13/2023/R/com e 23/2023/R/com);

Il Governo ha inoltre confermato e rafforzato il credito di imposta a favore delle imprese non energivore e non gasivore per le spese relative all’energia e al gas sostenute nel primo trimestre 2023, mantenendo l’obbligo del calcolo da parte dell’impresa venditrice qualora il cliente ne facesse richiesta (delibera ARERA 76/2023/R/com).

La stessa Legge di Bilancio ha inoltre istituito per il 2023 un “contributo di solidarietà” temporaneo del 50% sul reddito 2022 che eccede per almeno il 10% la media dei redditi complessivi conseguiti nel periodo 2018-2021. È previsto che l’ammontare del contributo non possa superare il 25% del patrimonio netto alla data di chiusura dell’esercizio antecedente a quello in corso al 1° gennaio 2022.

La tassa sugli extraprofiti si applicherà alle società che generano almeno il 75% dei loro ricavi da attività nei settori della produzione e rivendita di energia, gas e prodotti petroliferi.

In attuazione di quanto disposto dal D.L. 34/2023 (Decreto aiuti-*quinquies*), ARERA, con la successiva delibera 134/2023/R/com, ha riattivato gli oneri generali di sistema per tutti i clienti elettrici, comprese le utenze domestiche, definendo le aliquote delle componenti tariffarie Asos e Arim a un livello coerente con le previsioni di fabbisogno 2023 dei rispettivi conti di gestione. Per il settore gas è stato invece confermato l’azzeramento degli oneri per la generalità dei clienti gas ma è stato ridotto il valore dell’aliquota negativa dell’elemento UG2c; tale aliquota è quindi stata annullata dal mese di maggio 2023. ARERA ha inoltre confermato la riduzione Iva sulla gestione calore, sul teleriscaldamento e sul gas al 5%.

Relativamente al bonus sociale, per il periodo di competenza compreso tra il 1° aprile e il 30 giugno 2023, è confermata l’applicazione dei bonus sociali integrativi (c.d. “CCI”) introdotto a partire dall’ultimo trimestre 2021) i cui ammontari sono differenziati tra le diverse classi di titolari di bonus sociale. Inoltre, secondo quanto previsto dal D.L. del 30 marzo, dal 1° aprile 2023 e fino al 31 dicembre 2023 sale a € 30.000 la soglia per le famiglie numerose con 4 o più figli a carico (intervento attuato con la delibera 194/2023/R/com).

ARERA, inoltre, con le delibere 153/2023/R/com, ha dato attuazione alle disposizioni del d.P.C.M. 15 marzo 2023 prevedendo

l’erogazione di un contributo una tantum, per punto di prelievo, ai percettori di bonus per disagio fisico alla data del 31 dicembre 2022 con forniture elettriche con livelli di potenza uguale o superiori a 3,5 kW e consumi nelle fasce media (fra 600 e 1.200 kWh) e massima (oltre 1.200 kWh).

Il Governo ha anche ridotto ma confermato il credito di imposta a favore delle imprese non energivore e non gasivore per le spese relative all’energia e al gas sostenute nel secondo trimestre 2023, mantenendo l’obbligo del calcolo da parte dell’impresa venditrice qualora il cliente ne facesse richiesta (delibera ARERA 259/2023/R/com). Per il terzo trimestre 2023, in attuazione di quanto previsto dal D.L. 28 giugno 2023, n. 79 (decreto Aiuti-*sexies*), ARERA ha confermato gli interventi del trimestre precedente; in particolare, con la delibera 297/2023/R/com è stato confermato il rafforzamento del bonus sociale per le famiglie numerose, intervento che si affianca a quelli relativi al gas con l’azzeramento degli oneri generali e la riduzione Iva al 5%.

Non è stata invece confermato il credito d’imposta previsto per le attività produttive non energivore e non gasivore.

Tutte le misure previste nel terzo trimestre 2023 sono state confermate da ARERA anche per l’ultimo periodo dell’anno. In particolare, con la delibera 429/2023/R/com, come previsto dal D.L. Bollette-Energia, ARERA ha introdotto un nuovo contributo straordinario alle spese di riscaldamento per i mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023. Tale contributo straordinario, crescente con il numero di componenti del nucleo familiare, è relativo alle spese di riscaldamento per l’ultimo trimestre del 2023.

Disposizioni a favore delle popolazioni colpite dagli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire dal primo 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 D.L. 61/23) è pari 4 mesi ossia dal 1° maggio 2023 e fino al 31 agosto 2023 e 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 termini 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.

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.

Rateizzazione fatture

In attuazione di quanto previsto dal D.L. Aiuti-*quater*, il Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e il Ministro delle Imprese e del Made in Italy hanno emanato il D.M. sulla rateizzazione delle bollette. Il provvedimento consente alle imprese di richiedere la rateizzazione degli importi dovuti a titolo di corrispettivo per la componente energetica di elettricità e gas naturale utilizzato per usi diversi dagli usi termoelettrici ed eccedenti l'importo medio contabilizzato, a parità di consumo, nel periodo di riferimento compreso tra il 1° gennaio e il 31 dicembre 2021, per i consumi effettuati dal 1° ottobre 2022 al 31 marzo 2023 e fatturati entro il 30 settembre 2023.

Sospensione delle variazioni unilaterali

Con il D.L. Milleproroghe, il Governo ha prorogato dal 30 aprile 2023 al 30 giugno 2023 il termine per l'applicazione del disposto dell'articolo 3 del D.L. 115/2022, che sospende l'efficacia delle clausole contrattuali che consentono alle imprese fornitrici di energia elettrica e gas naturale di modificare unilateralmente le condizioni generali di contratto relative alla definizione del prezzo. Nel provvedimento si precisa inoltre che la sospensione non si applica alle clausole contrattuali che consentono all'impresa fornitrice di energia elettrica e gas naturale di aggiornare le condizioni economiche contrattuali alla scadenza delle stesse, nel rispetto dei termini di preavviso contrattualmente previsti e fermo restando il diritto di recesso della controparte.

Servizio a Tutele Graduali per le microimprese

L'Autorità, con la **delibera 208/2022/R/eel** ha definito la regolazione del Servizio a Tutele Graduali (STG) per le microimprese di cui alla legge 4 agosto 2017 n. 124 ("legge annuale per il mercato e la concorrenza") e le modalità di assegnazione dello stesso, al fine di garantire la continuità della fornitura alle microimprese connesse in bassa tensione che si troveranno senza un contratto a condizioni di libero mercato a partire dal 1° gennaio 2023.

Il servizio interessa:

- le microimprese che rispettano cumulativamente le seguenti condizioni:
 1. abbiano meno di dieci dipendenti e un fatturato annuo non superiore a € 2 milioni,
 2. risultino titolari di punti di prelievo tutti connessi in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata fino a 15 kW;
- gli altri clienti finali non domestici diversi dalle microimprese, comunque titolari di punti di prelievo tutti con potenza contrattualmente impegnata fino a 15 kW.

Il STG si attiva per i clienti di cui sopra che alla data del 1° gennaio 2023 non siano titolari di un contratto di fornitura a condizioni di mercato libero, inclusi i clienti ancora riforniti in Maggior Tutela. Il primo periodo di assegnazione del STG per le microimprese ha durata di 4 anni.

La struttura delle condizioni economiche che verranno applicate ai clienti è simile a quella del Servizio a Tutele Graduali piccole imprese. Le gare si svolgeranno secondo il modello di asta iterativa ascendente simultanea, in cui sarà presente un banditore (Acquirente Unico) che indicherà in ciascun turno e per ciascuna area (12 aree territoriali) il prezzo corrente (il prezzo corrente è il prezzo, espresso in c€/POD/anno, annunciato in ciascun turno dal banditore, a

fronte del quale i partecipanti attivi offrono di erogare il servizio a tutele graduali per le microimprese nell'area territoriale); è previsto un tetto massimo all'offerta economica in €/MWh differenziato per area territoriale, che sarà reso noto contestualmente agli esiti delle gare, mentre non è previsto un limite minimo. In caso di persistente parità tra più offerte per una data area territoriale, si ricorra a un sorteggio telematico che eviti che uno stesso operatore possa ottenere a sorte una pluralità di aree territoriali. L'Autorità ha previsto che ciascun partecipante possa aggiudicarsi un numero massimo di aree pari a 4, corrispondenti al 35% del numero totale di aree territoriali. Nel caso in cui le aste vadano deserte, l'Acquirente Unico farà un'asta di riparazione con la rimozione del tetto di aree aggiudicabili. L'esercente la Maggior Tutela sarà tenuto a farsi carico del servizio in caso di default dell'operatore selezionato in gara oppure in caso di gara deserta.

Gli esercenti STG sono tenuti a presentare all'Autorità una relazione secondo un modello tipo per dimostrare di possedere le risorse organizzative e la struttura aziendale adeguata ai fini dell'erogazione del Servizio a Tutele Graduali nelle aree territoriali assegnate. Tale modello tipo è stato definito dalla determina 2/2022-DMRT. La relazione dovrà essere periodicamente aggiornata entro il 31 luglio 2023, 31 gennaio 2024 e 31 gennaio 2025.

Le tempistiche per mettere a disposizione dei partecipanti alle gare un set di informazioni necessarie per la formulazione dell'offerta e quelle per lo svolgimento delle gare sono:

- entro il 14 giugno: l'Acquirente Unico metterà a disposizione dei partecipanti le informazioni con dettaglio provinciale necessarie per formulare l'offerta;
- entro il 30 maggio: l'Acquirente Unico pubblicherà sul proprio sito il Regolamento per lo svolgimento delle aste;
- inizio settembre: la data delle aste sarà definita da AU nel Regolamento in modo tale che venga garantito un intervallo minimo di almeno due mesi e mezzo rispetto al termine entro cui sono messe a disposizione dei partecipanti le informazioni pre-gara (14 giugno).

Come previsto dall'Allegato B alla delibera 208/2022, il 30 maggio 2022 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 graduali microimpresa.

Acea Energia entro il 10 giugno 2022 ha presentato istanza di partecipazione e il 14 giugno 2022 Acquirente Unico ha messo a disposizione le informazioni pre-gara.

Acquirente Unico ha comunicato l'ammissione alla gara entro l'8 luglio 2022. Le aste si sarebbero dovute svolgere dal 12 al 16 settembre, ma, in seguito dell'attacco hacker sui sistemi di AU, l'Autorità ha dovuto differire le tempistiche di svolgimento delle gare che si sono svolte tra il 21 e 25 novembre 2022. Con la delibera 586/2022 pubblicata in data 18 novembre 2022, ARERA ha stabilito di posticipare al 1° aprile 2023 la data di attivazione del STG per le microimprese chiarendo che fino al 31 marzo 2023 le microimprese continueranno a essere servite come oggi nella Maggior Tutela.

In data 16 dicembre, Acquirente Unico ha pubblicato quindi gli esiti della procedura concorsuale per l'individuazione degli esercenti il Servizio a Tutele Graduali per le microimprese per il periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2027; Acea Energia è risultata aggiudicataria dell'area n. 11 ossia dei territori di Avellino, Barletta-Andria, Benevento, Brindisi, Trani, Foggia, Lecce, Comune di Napoli e Salerno. Si rappresenta inoltre che le microimprese del Comune di Roma identificate nell'area territoriale n. 8 sono state aggiudicate ad altro fornitore mediante sorteggio, al quale ha partecipato anche Acea Energia.

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 D.L. n. 181/2023 (c.d. "Decreto Sicurezza Energetica"), ha posticipato le aste per il Servizio a Tutele Graduali dei 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 loro 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 graduali. 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 dovrà essere effettuato da tali esercenti prima dell'attivazione del STG.

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.

Come preannunciato nella delibera 580/2023, l'Autorità con la delibera 600/2023 "Revisione delle tempistiche di attivazione del servizio a tutele graduali 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 D.L. 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 assolva alla sola funzione di servizio di ultima istanza per tutti i clienti di piccola dimensione, quali piccole imprese, microimprese e domestici non vulnerabili.

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 gradualità.

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

- a) i clienti finali titolari di bonus sociale per disagio economico nell'anno in corso o nell'anno precedente;
- b) i clienti finali titolari di bonus sociale per disagio fisico nel mese in corso;
- c) i clienti finali titolari di un punto di prelievo non disalimentabile;
- d) 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.

Disposizioni per il rafforzamento degli obblighi informativi del codice di condotta commerciale a vantaggio dei clienti finali del mercato retail

Il 30 giugno 2022, l'Autorità ha pubblicato la **delibera 289/2022/R/com** che dispone sia l'adeguamento del Codice di condotta commerciale alle disposizioni del decreto legislativo 210/2021 per le forniture di energia elettrica in materia di diritti contrattuali dei clienti finali sia l'aggiornamento mensile della stima della spesa delle offerte a prezzo variabile e dei servizi di tutela presente nelle Schede di confrontabilità per le forniture di energia elettrica e gas naturale. Le disposizioni entreranno in vigore a partire dal 1° ottobre 2022.

Nello specifico:

- con riferimento all'art. 5, comma 6, del D.Lgs. 210/21 in tema di modalità di comunicazione del recesso da parte del cliente finale, non modificare la regolazione in ragione della conformità della regolazione medesima alle suddette previsioni;
- con riferimento alle previsioni dell'articolo 5, comma 8, del D.Lgs. 210/21, integrare il contratto di fornitura e la Scheda sintetica, nella parte inerente alle modalità e i termini per il pagamento delle fatture, introducendo il richiamo alla normativa vigente così da rendere esplicita e trasparente l'informazione per il cliente finale relativa anche a eventuali oneri connessi a un metodo di pagamento prescelto nel rispetto dei criteri della normativa primaria;
- con riferimento alle previsioni dell'articolo 5, comma 11, del D.Lgs. 210/21 integrare il contenuto della sezione "Reclami, risoluzione delle controversie e diritti del consumatore" nel riquadro "Altre informazioni" della Scheda sintetica aggiungendo le informazioni in merito ai diritti connessi agli obblighi di servizio pubblico universale dei venditori di energia elettrica;
- con riferimento alle previsioni dell'articolo 7, comma 5, del D.Lgs. 210/21, in tema di informazione al cliente finale della possibilità per i venditori di energia elettrica di imporre al cliente finale il pagamento di una somma di denaro in caso di recesso anticipato da un contratto di fornitura di energia elettrica a tempo determinato o a prezzo fisso nel rispetto dei criteri di applicazione previsti dal D.Lgs. 210/21 medesimo, effettuare ulteriori approfondimenti in merito, alla luce delle osservazioni contrarie ricevute dalle associazioni dei consumatori che hanno espresso la necessità di fornire al cliente finale un quadro informativo quanto più trasparente, chiaro e comprensibile circa la facoltà del venditore di richiedere il pagamento di una somma di denaro in caso di recesso anticipato da un contratto di fornitura di energia elettrica a tempo determinato o a prezzo fisso e dei relativi criteri;
- con riferimento alla modifica del calcolo della stima della spesa annua delle offerte a prezzo variabile, inclusi i servizi di tutela, sul Portale Offerte, confermare l'aggiornamento mensile e non più trimestrale degli indici forward. Al fine di garantire la massima coerenza tra il Portale Offerte dell'Autorità e il materiale

informativo consegnato dai venditori ai clienti finali in fase pre-contrattuale prevedere una cadenza mensile di aggiornamento della stima della spesa annua dei servizi di tutela. A tal proposito ARERA ha accolto parzialmente le osservazioni degli operatori prevedendo un termine di 7 giorni lavorativi in luogo dei 5 giorni lavorativi originariamente prospettati dalla pubblicazione della stima medesima per l'aggiornamento delle Schede di confrontabilità da consegnare ai clienti finali.

Energia Reattiva

Nel corso del 2022, l'ARERA ha completato la riforma della regolazione tariffaria dell'energia reattiva, prevedendo, a partire dal 1° aprile 2023, l'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva immessa in fascia F3; l'introduzione di tale corrispettivo, inizialmente previsto nel corso del 2022 (delibera **568/2019/R/eel**), ha l'obiettivo di migliorare l'efficienza del sistema elettrico.

Con le delibere **232/2022/R/eel** l'ARERA ha quindi regolato il nuovo corrispettivo per i clienti finali non domestici in BT con potenza superiore a 16,5 kW e per i clienti finali non domestici in MT, nonché alle interconnessioni tra reti in MT e alle interconnessioni tra reti in BT. ARERA ha inoltre previsto, per i venditori e i distributori, una serie di iniziative volte a informare gli utenti finali del corrispettivo al fine di stimolare le azioni tecniche necessarie a mitigare il fenomeno dell'energia reattiva immessa.

Con la delibera **712/2022/R/eel** ARERA ha quindi disposto l'introduzione del corrispettivo per le immissioni di energia reattiva in alta e in altissima prevedendo un corrispettivo "base" per l'energia reattiva immessa e un corrispettivo integrativo a carico dei soli soggetti facenti parte di aree omogenee e inoltre ha abbassato al 33% (dal precedente 50%) il rapporto limite tra energia reattiva ed energia attiva per gli eccessivi prelievi.

La scelta di ARERA di applicare un corrispettivo differenziato è conseguenza degli ulteriori approfondimenti richiesti a Terna e distributori sulle reti di AT e AAT, che avevano evidenziato impatti non omogenei sul sistema elettrico nazionale alla luce dei quali, al fine di non penalizzare tutti i clienti e i distributori con l'applicazione di corrispettivi uniformi, ARERA ha ritenuto opportuno differenziare il corrispettivo "base" da applicare sull'intera rete e il corrispettivo più elevato da applicare nelle "aree omogenee" caratterizzate da maggiore impatto degli scambi di energia reattiva sulle tensioni di rete e sui costi per il controllo della tensione. Con la successiva delibera **124/2023/R/eel**, ARERA ha infine adottato l'elenco dei nodi elettrici della rete rilevante appartenenti ad aree omogenee ai fini dell'applicazione dei corrispettivi maggiorati per immissioni di energia reattiva.

Perdite di rete

Con la delibera 449/2020/R/eel l'Autorità ha modificato la regolazione delle perdite di rete per il triennio 2019-2021:

- riducendo il fattore di perdita commerciale riconosciuto in BT (per aree 1,83%) e, di conseguenza, la percentuale di perdita standard da applicare ai prelievi dei clienti finali in BT che, solo per il 2021, passa dal 10,4% al 10,2%;
- riconoscendo ai DSO, per il triennio 2019-2021, un ammontare di perequazione pari al minimo tra il valore ottenuto valorizzando l'energia oggetto di perdite con il prezzo di cessione agli esercenti la Maggior Tutela (PAU) differenziato per mese e per fascia e quello ottenuto dal PAU medio annuo;
- non introduce per i DSO il percorso di ulteriore efficientamento delle perdite commerciali;
- introduce un meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti non recuperabili su istanza delle imprese – da presentare

nel 2022 con riferimento al triennio 2019-2021 – previa verifica della sussistenza di specifici requisiti, tra cui l'aver ottenuto un risultato complessivo netto della perequazione nel triennio 2019-2021 a debito per l'impresa. Tale importo rappresenta il valore massimo riconoscibile al DSO qualora l'istanza sia accolta da ARERA.

In data 31 maggio 2022 areti ha presentato all'Autorità l'istanza per il riconoscimento delle perdite di rete 2019-2021 imputabili a prelievi fraudolenti non recuperabili, ai sensi dell'art. 31 del TIV.

Successivamente l'Autorità ha pubblicato la delibera 42/2023 con cui avvia il procedimento per la verifica della sussistenza al diritto al riconoscimento dei prelievi fraudolenti non recuperabili per il triennio 2019-2021. Con delibera 181/2023/R/eel l'Autorità ha chiuso il procedimento avviato con la deliberazione 42/2023/R/eel finalizzato alla quantificazione e al riconoscimento ad areti dei prelievi fraudolenti "non recuperabili" manifestatisi, per il triennio 2019-2021, con entità eccezionale rispetto ai livelli riconosciuti convenzionalmente nell'ambito della perequazione delle perdite di rete. La CSEA dovrà riconoscere ad areti l'importo di € 1.139.448 nella prima sessione di perequazione utile, salvo aggiornamenti nei 5 anni successivi per effetto delle rettifiche ai dati di misura.

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/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, pari al 10%. Con **delibera 336/2023/R/eel** l'Autorità ha dato avvio al procedimento riforma della disciplina del settlement elettrico e delle perdite di rete, a cui segue il documento per la **consultazione 377/2023/R/eel** in merito alla riforma della disciplina del settlement e delle perdite di rete 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 re-

golazione 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.

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 rimanda 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.

Titoli di efficienza energetica e contributo tariffario riconosciuto ai distributori

Il 14 luglio 2020 è stata pubblicata la delibera 270/2020/R/efr contenente le nuove regole di definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai DSO con riferimento agli obblighi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica. Il provvedimento conferma il valore del cap al contributo tariffario pari a 250 €/TEE e introduce, a partire dal corrente anno d'obbligo, un corrispettivo addizionale a tale contributo, da riconoscere a ciascun distributore per ogni TEE utilizzato per ottemperare ai propri obblighi. Da un lato, l'ARERA ribadisce che ritiene il cap uno strumento necessario per limitare le variazioni dei prezzi di mercato, dall'altro, ritiene opportuno prevedere un corrispettivo addizionale a sostegno dei distributori alla luce delle perdite economiche che sono costretti a sostenere per via della scarsità di TEE disponibili. La Società in data 13 ottobre 2020 ha presentato ricorso per l'annullamento della delibera. La delibera ha, inoltre, introdotto la possibilità di richiedere a CSEA il corrispettivo straordinario in acconto pari al 18% dell'obiettivo specifico per l'anno d'obbligo 2019, al fine di finanziare i distributori che avendo già acquisito TEE a inizio periodo, hanno poi subito gli effetti negativi delle proroghe della data di conclusione dell'anno d'obbligo disposte dal D.L. Rilancio (30 novembre 2020). areti ha presentato istanza il 31 agosto 2020.

A dicembre 2020, la delibera 550/2020/R/efr ha confermato il valore di 250 €/TEE per il contributo tariffario riconosciuto per l'anno d'obbligo 2019 e fissato a 4,49 €/TEE il valore del corrispettivo addizionale.

In data 31 maggio 2021 è stato pubblicato in GU il decreto del ministero della Transizione ecologica recante "Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che possono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024 (c.d. certificati bianchi)". Il decreto ha prorogato la scadenza dell'anno d'obbligo 2020 al 16 luglio 2021 e successivamente l'Autorità ha pubblicato la Determina 6/2021 - DMRT con cui ha stabilito gli obblighi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale per l'anno d'obbligo 2020, prevedendo per areti un obbligo pari a 54.848 certificati bianchi.

Il 3 agosto 2021 con la delibera **358/2021/R/efr** l'Autorità conferma il cap a 250 €/TEE e il corrispettivo addizionale unitario a 10 €/TEE. In considerazione della proroga del termine dell'anno d'obbligo 2020 al 16 luglio 2021 e dell'incertezza normativa ancora in essere in prossimità di tale scadenza, l'Autorità ha pubblicato la delibera **547/2021/R/efr** con la quale ha confermato gli intendimenti illustrati nel DCO **359/2021/R/efr**. In particolare, l'Autorità ha stabilito che ai distributori di energia elettrica e gas naturale sia riconosciuta una componente addizionale eccezionale pari a 7,26 €/TEE per ciascun titolo consegnato in occasione del termine dell'anno d'obbligo 2020, a valere sull'obiettivo specifico a proprio carico per tale anno d'obbligo e sulle eventuali quote residue degli obiettivi per gli anni d'obbligo 2018 e 2019, non oltre il raggiungimento del proprio obiettivo specifico aggiornato. La componente eccezionale è stata prevista a copertura degli extracosti sostenuti dagli operatori per il difficoltoso approvvigionamento dei TEE necessari agli obiettivi in scadenza. L'Autorità ha pubblicato la determina **16/2021 - DMRT** con la quale ha definito l'obbligo TEE 2021 per la Società che ammonta a 16.580 TEE e la determina **7/2022 - DMRT** con la quale ha definito l'obbligo TEE 2022 che ammonta a 27.881 TEE. Con la delibera 454/2023/R/efr, facendo seguito al DCO 382/2023, l'Autorità ha innalzato il contributo tariffario unitario erogato in acconto ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico nell'ambito del meccanismo dei TEE e rivisto le percentuali massime degli obblighi che possono essere ottemperate in tale sessione.

In particolare, per ciascun anno d'obbligo (t) è erogato in acconto il contributo tariffario unitario per ogni titolo di efficienza energetica consegnato nel periodo compreso tra l'inizio dell'anno d'obbligo e il 30 novembre successivo per quantità non oltre:

- il 50% dell'obiettivo specifico per il medesimo anno d'obbligo (t) a proprio carico;
- il 100% di ciascuna delle eventuali quote residue dell'obiettivo dell'anno d'obbligo (t-2) e dell'obiettivo dell'anno d'obbligo (t-1) a proprio carico.

Il contributo tariffario unitario erogato in acconto è pari, per ciascun anno d'obbligo (t), a:

- la somma del contributo tariffario unitario e del corrispettivo addizionale unitario per l'anno d'obbligo (t-1), a valere per una quantità di titoli non superiore al 50% dell'obbligo assegnato a ciascuna impresa per il medesimo anno d'obbligo (t);
- 240,00 €/TEE a valere per la quantità di titoli eccedente.

La CSEA versa il contributo in acconto al DSO entro 60 giorni dalla conclusione delle verifiche del GSE, con interesse per ogni giorno di ritardo pari al tasso di riferimento fissato dalla Banca Centrale Europea, con un minimo pari allo 0,5%.

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 a 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 sospende, 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'articolo 23, comma 5, del decreto legislativo 210/21 e per consentire che la preparazione dei piani tenga opportunamente conto delle informazioni di scenario che saranno rese disponibili da Snam e Terna entro il 31 luglio 2022. Resta confermata la scadenza del 30 giugno per l'invio del Piano 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 ammonta a € 8.588.073,13 che CSEA dovrà versare entro gennaio 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 consultazione pubblica dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione nonché per 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 e contestualmente avviare la consultazione pubblica della durata di almeno 30 giorni, come fatto da areti in data 02/09/2023 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 dalla consultazione, entro il 30 novembre 2023, unitamente alle osservazioni ricevute e alle proprie contro osservazioni, con indica-

zioni 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 ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali avvia una consultazione pubblica sullo schema del proprio piano di sviluppo, della durata di almeno 42 giorni. In esito alla consultazione, ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali presenta il proprio piano di sviluppo all'Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso dalla 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 che CSEA riconoscerà al Gruppo Acea entro ottobre 2023 è pari a € 5.635.481,55.

L'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 173/2023 con il quale illustra gli orientamenti dell'Autorità 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.

Servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all'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.

Autoconsumo collettivo e Comunità di energia Rinnovabile

Nel novembre 2016 la Commissione europea ha presentato un pacchetto di proposte, denominato “Clean Energy for all Europeans Package” (CEP), con l'intento di contribuire a realizzare gli impegni assunti dall'UE con l'accordo di Parigi. La proposta ha portato all'adozione di otto atti legislativi, avvenuta tra il 2018 e la prima metà del 2019, con i quali l'Unione Europea ha riformato il proprio quadro per la politica energetica. Particolare rilevanza assumono le Direttive 2018/2001 (che introduce le “Comunità di Energia Rinnovabile”) e 944/2019 (che definisce le “Comunità Energetiche dei Cittadini”); recepimento nazionale ha preso il via con l'art. 42-bis del D.L. n. 162 del 2019 c.d. “Milleproroghe”, convertito dalla Legge n. 8/2020 (pubblicata sulla G.U. n. 51 del 29 febbraio 2020) che ha recepito in anticipo la Direttiva 2018/2001, consentendo ai consumatori di energia elettrica di associarsi per realizzare “Comunità di Energia Rinnovabile” (CER).

L'Autorità ha pubblicato la delibera 318/2020/R/eel in attuazione di quanto disposto dall'articolo 42-bis del D.L. 30 dicembre 2019, n. 162, in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile. Successivamente il MiSE ha pubblicato il DM 16 settembre 2020 che stabilisce la tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili.

L'art. 8 del D.Lgs. n. 199 del 2021 amplia la potenza della Comunità Energetica Rinnovabile a 1 MW e prevede che siano aggiornati i meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili di potenza non superiore a 1 MW, sulla base dei seguenti criteri direttivi:

- a) possono accedere all'incentivo gli impianti a fonti rinnovabili che hanno singolarmente una potenza non superiore a 1 MW e che entrano in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del decreto;
- b) per autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità energetiche rinnovabili l'incentivo è erogato solo in riferimento alla quota di energia condivisa da impianti e utenze di consumo connesse sotto la stessa cabina primaria;
- c) l'incentivo è erogato in forma di tariffa incentivante attribuita alla sola quota di energia prodotta dall'impianto e condivisa all'interno della configurazione;
- d) nei casi di cui alla lettera b) per i quali la condivisione è effettuata sfruttando la rete pubblica di distribuzione, è previsto un unico conguaglio, composto dalla restituzione delle componenti di cui all'articolo 32, comma 3, lettera a), compresa la quota di energia condivisa, e dall'incentivo di cui al presente articolo.

L'art. 14 del comma 6 del D.Lgs. n. 210 del 2021 definisce le comunità energetiche dei cittadini che devono essere costituite nel rispetto delle seguenti condizioni:

- a) la partecipazione è volontaria e aperta a tutti i soggetti interessati, i quali possono altresì recedere dalla configurazione della comunità con le medesime garanzie e con gli stessi diritti previsti dall'articolo 7 del decreto;
- b) i membri o soci della comunità mantengono tutti i diritti e gli obblighi legati alla loro qualità di clienti civili ovvero di clienti attivi;
- c) la comunità può partecipare agli ambiti costituiti dalla generazione, dalla distribuzione, dalla fornitura, dal consumo, dall'aggregazione, o dallo stoccaggio dell'energia elettrica ovvero dalla prestazione di servizi di efficienza energetica, di servizi di ricarica dei veicoli elettrici o di altri servizi energetici;
- d) la comunità energetica dei cittadini è un soggetto di diritto privato che può assumere qualsiasi forma giuridica, fermo restando che il suo atto costitutivo deve individuare quale scopo principale il perseguimento, a favore dei membri o dei soci o del territorio in cui opera, di benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, non potendo costituire i profitti finanziari lo scopo principale della comunità;
- e) la comunità è responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa tra i suoi partecipanti.

A valle della pubblicazione del documento per la **consultazione 390/2022/R/eel**, l'Autorità ha pubblicato la **delibera 727/2022** contenente il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) che disciplina le modalità di valorizzazione dell'autoconsumo diffuso per le configurazioni previste dai decreti legislativi 199/21 e 210/21, la cui applicazione decorrerà dall'ultima data tra il 1° marzo 2023 e la data di entrata in vigore del decreto del MASE di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 199/21 (regolamentazione incentivi).

Contestualmente, a partire dalla medesima data, la deliberazione 318/2020/R/eel e il relativo Allegato A sarà abrogata.

Con riferimento all'individuazione da parte dei DSO dell'area sottesa alla stessa cabina primaria, l'art. 10 del TIAD dispone che le soluzioni adottate per la perimetrazione devono tenere conto:

- della struttura delle reti elettriche;
- degli assetti di funzionamento delle reti elettriche;
- dello sviluppo prospettico delle reti elettriche, per quanto noto al momento dell'identificazione;
- fermo restando il vincolo connesso all'ambito territoriale della concessione di distribuzione di energia elettrica, di ulteriori aspetti di tipo geografico funzionali a rendere fruibile l'area convenzionale individuata.

ARERA, quindi, conferma che l'area perimetrata deve contemplare la natura tecnica della rete sottesa alla CP e quella convenzionale del perimetro geografico di riferimento, per meglio intercettare, per quanto possibile, le esigenze provenienti dal mercato.

La prima versione della mappatura deve essere pubblicata sui siti dei DSO che dispongono di cabine primarie entro il 28 febbraio 2023 e ha validità fino al 30 settembre 2023, ed è altresì sottoposta a consultazione fino al 31 maggio 2023. Entro il 30 settembre 2023, le mappe saranno pubblicate sul sito del GSE, secondo modalità definite dal GSE stesso.

Le mappe inoltre:

- assumono come riferimento l'indirizzo di fornitura associato a ciascun POD;
- a decorrere dal 1° ottobre 2023, sono aggiornate con frequenza biennale;

- nel caso di DSO sottesi, il territorio in concessione è inserito nella sua totalità nell'area sottesa alla cabina primaria a cui la rete dell'impresa distributrice sottesa è fisicamente connessa.

Si attende la pubblicazione del decreto del MASE di cui all'articolo 8 del D.Lgs. 199/21 (regolamentazione incentivi).

Il GSE ha pubblicato un documento di consultazione – con scadenza il 19 giugno – per acquisire elementi utili alla definizione delle Regole Operative relative al servizio per l'autoconsumo diffuso definito dall'Autorità con delibera 727/2022/R/eel e il relativo Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD). In particolare, i temi trattati nella consultazione riguardano l'ammissione al servizio per l'autoconsumo diffuso; l'attivazione del servizio per l'autoconsumo diffuso e l'erogazione dei contributi per il servizio per l'autoconsumo diffuso. Acea non ha individuato particolari criticità rispetto alle proposte di regole operative del GSE.

Revisione disciplina dei procedimenti sanzionatori e valutazione degli impegni

Con delibera 326/2023/E/com l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione del regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni, seguita dal documento per la consultazione 327/2023/E/com che ne illustra gli orientamenti in materia.

Mobilità elettrica

Con la **delibera 541/2020/R/eel**, integrata dalla delibera 160/2021R/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:

- a) deve trattarsi di un cliente BT con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 4,5 kW e non inferiore a 2 kW;
- b) il POD deve essere dotato di misuratore telegestito 1G o 2G. In questo secondo caso, le fasce multiorarie eventualmente impostate dal venditore devono consentire l'identificazione dei prelievi effettuati in fascia notturna e festiva;
- c) 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 a un soggetto esterno (per es. un aggregatore);
 - ridurre/incrementare o ripristinare la potenza massima di ricarica;
- d) 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 fino 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.

REGOLAZIONE AMBIENTE

A valle del documento di consultazione 351/2019, il 31 ottobre 2019 ARERA ha approvato la delibera 443/19 contenente il primo metodo tariffario servizio integrato di gestione dei rifiuti 2018-2021.

Con riferimento al MTR – Metodo Tariffario Rifiuti, si specifica che le nuove regole definiscono 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, nel nuovo metodo tarif-

fario rifiuti si 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.

Nel nuovo metodo, ARERA applica un approccio ibrido, mutuato dalle altre regolazioni dei servizi, quali energia elettrica e gas, con un diverso trattamento dei costi di capitale e dei costi operativi, ovvero:

- 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, inoltre, come anticipato già nelle consultazioni, prevede limiti tariffari alla crescita dei ricavi oltre all'introduzione di quattro diversi schemi adottabili dagli enti locali e dai gestori, in relazione agli obiettivi di miglioramento del servizio. Il metodo regola, in particolare, le fasi del servizio integrato rifiuti così come identificate: spazzamento e lavaggio strade, raccolta e trasporto, trattamento e recupero, trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani, gestione tariffe e rapporti con gli utenti.

ARERA ha, in questa prima definizione del metodo tariffario, mantenuto la struttura algebrica del metodo fissato dal D.P.R. 158/1999, inserendo fattori tariffari corrispondenti a ulteriori componenti aggiuntive per la determinazione dei corrispettivi, alcuni dei quali come segue:

- 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 che tenga conto nella valutazione e nei calcoli delle singole componenti di costo di: 1. Obiettivi di miglioramento del servizio stabiliti a livello locale e 2. Eventuale ampliamento del perimetro gestionale; tali parametri determinano il posizionamento della singola gestione all'interno di una matrice tariffaria definita dal metodo regolatorio;
- 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 sia relativamente ai costi variabili che fissi: definita come differenza tra le entrate relative alle componenti di costo variabile e/o fisso per l'anno a-2, come ridefinite dall'Autorità, rispetto alle entrate tariffarie computate all'anno a-2; tale componente, nel riconoscimento dei costi efficienti 2018-2019, viene modulata attraverso un coefficiente di gradualità e prevede la corresponsione per il recupero degli eventuali scostamenti, attraverso un numero di rate, fino a 4;
- 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; relativamente al WACC del ciclo integrato rifiuti per il periodo 2020-2021 è definito pari a 6,3%; a tale valore si aggiunge una 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*.

Al fine di tener conto delle diverse condizioni territoriali di partenza, il Regolatore, come avvenuto in precedenza nel settore idrico, ha introdotto una metodologia che definisce i criteri per la quantificazione delle tariffe all'interno di una regolazione di carattere asimmetrico, dove sono previsti quattro diversi tipi di schemi tariffari nell'ambito dei quali ciascun soggetto competente potrà individuare

la soluzione più efficace, a seconda dei propri obiettivi di miglioramento qualitativo e di sviluppo gestionale al momento applicabile agli operatori della prima parte della filiera del servizio rifiuti integrato, in particolare alle fasi di spazzamento e lavaggio strade e di raccolta e trasporto.

Il PEF (Piano Economico-finanziario) resta lo strumento di riferimento per la valorizzazione del ciclo integrato e per la predisposizione delle tariffe TARI e viene predisposto dal "gestore del sistema integrato rifiuti", ove fosse anche il Comune, mentre "gli operatori che gestiscono pezzi della filiera mettono a disposizione di chi redige il PEF i propri dati per la corretta elaborazione dell'intero Piano".

Relativamente al Testo Integrato TITR – 444/2019/R/rif – Disposizioni in materia di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati, si specifica che tale testo definisce 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 138/21**, ARERA ha avviato il procedimento per l'aggiornamento del MTR (cosiddetto MTR-2), che entrerà in vigore a partire dal 2022 e in cui è presente anche l'individuazione della metodologia per la definizione delle cosiddette "tariffe al cancello", che impatterà direttamente sull'operatività di taluni impianti della Società.

Con **Determina 01/DRIF/2021**, l'Autorità ha, altresì, avviato una raccolta dati relativa agli impianti di trattamento della filiera dell'indifferenziato (inceneritori D10 e R1, trattamento meccanico/meccanico-biologico, discariche), cui la Società ha prontamente dato riscontro nei termini previsti.

È stato, poi, pubblicato il Documento di Consultazione 196/21 riguardante le tariffe al cancello, nel quale è stato chiarito il perimetro di regolazione previsto dall'Autorità: ARERA si è orientata a ricomprendere tutti gli impianti che gestiscono rifiuti urbani ad eccezione di quelli "riconciliabili alle filiere del riciclaggio, destinati al recupero di materia, gestiti da Consorzi di filiera (finanziati dal versamento di contributi da parte delle aziende aderenti), o da altri soggetti, con i quali i Comuni possono sottoscrivere specifiche convenzioni per la copertura degli oneri sostenuti per le raccolte differenziate dei rifiuti".

Con **Delibera 363/2021/R/rif**, l'Autorità ha quindi approvato il nuovo Metodo Tariffario Rifiuti (c.d. MTR-2) recante la modalità di determinazione delle entrate tariffarie per l'erogazione del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, ovvero dei singoli servizi che lo compongono (quale quello di recupero/smaltimento, svolto direttamente dalla società), con applicazione per le annualità del periodo 2022-2025. In tale sede, sono fissati 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 soltanto a quelli che vengono individuati come "impianti minimi" dagli Enti competenti nell'ambito della pianificazione territoriale; viceversa, gli impianti non qualificati come "minimi" (denominati "aggiuntivi") sono assoggettati alla sola 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 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 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, ARERA ha infine 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; si fa riferimento, in particolare, al PEF e alla Relazione di accompagnamento dello stesso.

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 ha provveduto a 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.

Si segnalano inoltre le altre attività effettuate da ARERA:

- con il Documento per la consultazione **611/2022/R/rif** è proposta l'introduzione di sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti, in particolare connessi al rispetto della gerarchia dei rifiuti (e al recupero dei rifiuti accidentalmente pescati); con tale meccanismo, passante per i gestori dell'impiantistica, verrebbe applicato un incentivo economico ai conferimenti verso attività di recupero di materia o energia, sostenuto dalla penalizzazione applicata ai conferimenti in discarica;
- con la delibera **413/2022/R/rif** è stato avviato un procedimento, previsto anche dalla L. Concorrenza 2022, per la definizione di adeguati standard tecnici e qualitativi per lo svolgimento dell'attività di smaltimento e di recupero. Successivamente, con la delibera 732/2022/R/rif, il procedimento è stato accorpato a quello avviato con la delibera 364/2021/R/rif (volto alla determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata, del trasporto, delle operazioni di cernita e delle altre operazioni preliminari) e prorogato al 30 giugno 2023;
- con il Documento per la consultazione 643/2022/R/rif, pubblicato nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 362/2020/R/rif, sono stati esposti i primi orientamenti per la predisposizione di uno schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra Ente affidante e gestore del servizio di gestione dei rifiuti urbani.

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 una "invasione di campo" rispetto a competenze dello Stato, con la conseguente assegnazione alle Regioni di poteri non spettanti a 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 2024-25 (sulla base dei dati aggiornati relativi al biennio 2022-23) 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** ARERA ha quindi provveduto a ottemperare a tali pronunce, annullando la regolazione tariffaria per gli impianti "minimi" per il biennio 2022-2023 ma confermandola,

al contempo, per il biennio 2024-25 (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.

Per ciò che concerne, invece, la pubblicazione delle quattro direttive europee si rappresenta che le stesse prevedono le modifiche di sei direttive europee riguardanti la materia dei rifiuti e cioè:

- la Direttiva 2018/851/UE, che modifica la c.d. direttiva madre sui rifiuti 2008/98/CE;
- la Direttiva 2018/850/UE, che modifica la direttiva discariche 1999/31/CE;
- la Direttiva 2018/852/UE, che modifica la direttiva imballaggi 94/62/CE;
- la Direttiva 2018/849/UE, che modifica la Direttiva sui veicoli fuori uso 2000/53/CE, la Direttiva su pile e accumulatori 2006/66/CE e la Direttiva sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche, c.d. RAEE 2012/19/UE.

In estrema sintesi la novità principale che tali provvedimenti apportano alla normativa ambientale riguarda le percentuali di raccolta differenziata da raggiungere nei prossimi anni, in particolare sino al 2035 (prevedendo tuttavia degli step intermedi dal 2020 al 2030 e dal 2030 al 2035) e segnatamente:

- rifiuti solidi urbani: l'obiettivo è di riciclarne almeno il 65% entro il 2035, con tappe intermedie del 55% al 2025 e del 60% al 2030;
- imballaggi: l'obiettivo è di riciclarne almeno il 65% al 2025 e il 70% al 2030;
- discariche: l'obiettivo è di limitare l'ingresso dei rifiuti in discarica a un tetto massimo del 10% entro il 2035. In tal senso gli Stati membri si adoperano per garantire che, entro il 2030, tutti i rifiuti idonei al recupero o al riciclaggio, in particolare i rifiuti urbani, non siano ammessi in discarica, a eccezione di quei rifiuti per cui il collocamento in discarica rappresenta la migliore opzione ambientale. Sul tema delle discariche si segnala l'introduzione dell'art. 15-ter alla direttiva del 1999, il quale prevede che la Commissione adotta atti di esecuzione per stabilire il metodo da utilizzare per determinare, in loco e per tutta l'area di estensione dell'area, il coefficiente di permeabilità delle discariche. E, altresì, l'introduzione dell'art. 15-quater, il quale conferisce alla Commissione il compito di adottare atti di esecuzione per sviluppare un criterio per il campionamento dei rifiuti (fino alla concreta emanazione di tale nuovo metodo gli Stati membri utilizzano i sistemi nazionali attualmente vigenti);
- raccolta differenziata dei rifiuti domestici: sono previste importanti novità per la raccolta differenziata di rifiuti domestici, quali rifiuti tessili, rifiuti organici e rifiuti pericolosi domestici, finora non sempre raccolti separatamente;
- misure di prevenzione della produzione dei rifiuti: nelle direttive è espressamente previsto che gli Stati membri devono adottare una serie di misure per prevenire a monte la produzione di rifiuti quali ad esempio il compostaggio domestico e l'utilizzo di materiali ottenuti con i rifiuti organici, incentivare la produzione e commercializzazione di beni e componenti adatti all'uso multiplo, prevedendo altresì incentivi finanziari in tal senso per incoraggia-

re tali comportamenti virtuosi;

- tali obiettivi potranno essere rivisti nel 2024 (soprattutto in considerazione della circostanza per cui gli stessi sono considerati eccessivamente ambiziosi per taluni Stati che a oggi, ad esempio, ricorrono sovente all'utilizzo delle discariche ai fini dello smaltimento. In tal senso il Legislatore ha pertanto previsto che, riconoscendo le significative differenze di trattamento tra i diversi Stati, sarà possibile concedere una proroga, fino a un massimo di 5 anni, per gli Stati che nel 2013 hanno preparato per il riutilizzo e hanno riciclato meno del 20% dei rifiuti urbani o hanno collocato in discarica oltre il 60% dei rifiuti urbani);
- in ottemperanza alla sopra richiamata Legge di Delegazione Europea, sono stati approvati il D.Lgs. 116/2020 relativo a rifiuti e imballaggi, il D.Lgs. 118/2020 relativo ai rifiuti di pile e accumulatori (RPA) e rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), il D.Lgs. 119/2020 per veicoli fuori uso e il D.Lgs. 121/2020 relativo alle discariche.

Da ultimo su tali delibere merita un breve passaggio la riscrittura dell'art. 6 della Direttiva 98/2008/CE relativo alla cessazione della qualifica del rifiuto (End of Waste). In particolare, il Legislatore europeo, mediante la nuova delibera di modifica, impone agli Stati membri di adottare misure appropriate per garantire che, quando una sostanza od oggetto rispetta i requisiti richiesti per l'End of Waste, questa non possa essere qualificata come rifiuto.

In particolare, è previsto che, premessa la competenza della Commissione europea sulla definizione dei criteri generali sull'applicazione uniforme delle condizioni End of Waste a determinati tipi di rifiuti qualora quest'ultima non procedesse in tal senso, gli Stati membri possono stabilire criteri EoW dettagliati a determinati tipi di rifiuti che devono tener conto di tutti i possibili effetti negativi sull'ambiente e sulla salute umana della sostanza o dell'oggetto e soddisfano i requisiti EoW previsti dalla direttiva. Tali decisioni dovranno essere notificate dallo Stato membro alla Commissione.

Non solo, la stessa delibera prevede, inoltre, che gli Stati membri possono altresì decidere caso per caso o adottare misure appropriate al fine di verificare che determinati rifiuti abbiano cessato di essere tali in base alle condizioni indicate nella direttiva, rispecchiando, ove necessario, i criteri UE dell'EoW e tenendo conto dei valori limite per le sostanze inquinanti e di tutti i possibili effetti negativi sull'ambiente e sulla salute umana. Tali decisioni adottate caso per caso non devono essere notificate alla Commissione.

Da ultimo sulla materia EoW si segnala l'emendamento approvato in data 6 giugno 2019 e inserito all'interno del Decreto c.d. Sblocca Cantieri (D.L. 32/2019, convertito con Legge n. 1248). In particolare, la norma stabilisce che nelle more di adozione di uno o più decreti recanti i criteri EoW per specifiche tipologie di rifiuti, le autorizzazioni ordinarie per gli impianti di recupero rifiuti devono essere concesse sulla base dei criteri indicati nei provvedimenti che disciplinano il recupero semplificato dei rifiuti (D.M. 5 febbraio 1998, D.M. 161/2002 e D.M. 269/2005) "per i parametri ivi indicati relativi a tipologia, provenienza e caratteristiche dei rifiuti, attività di recupero e caratteristiche di quanto ottenuto da tali attività". Le autorizzazioni ordinarie devono invece individuare le condizioni e le prescrizioni necessarie "per quanto riguarda le quantità di rifiuti ammissibili nell'impianto e da sottoporre alle operazioni di recupero". Il Ministero dell'Ambiente (ora Ministero della Transizione Ecologica) viene autorizzato a emanare, "con decreto non avente natura regolamentare", apposite linee guida per l'applicazione uniforme sul territorio nazionale della disciplina.

Con il Decreto Ministeriale 24 giugno 2022, n. 257, è stato approvato il Programma Nazionale per la Gestione dei Rifiuti (PNGR), strumento di indirizzo per le Regioni e le Province autonome nella

pianificazione della gestione dei rifiuti, nel quale sono fissati i macro-obiettivi, le macro-azioni, i target, e le linee strategiche a cui attenersi nella elaborazione dei Piani Regionali di gestione dei rifiuti (PRGR). Tale strumento era previsto dall'articolo 198-bis del decreto legislativo 3 aprile 2005, n. 152, introdotto dal D.Lgs. 3 settembre 2020, n. 116, e inserito nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) come una delle riforme principali della missione sull'economia circolare (M2C1).

Il PNRR ha un orizzonte temporale di sei anni (2022-2028) e si pone l'obiettivo di colmare il gap impiantistico, aumentare il tasso di raccolta differenziata e di riciclaggio al fine di sviluppare nuove catene di approvvigionamento di materie prime seconde dal ciclo dei rifiuti, in sostituzione di quelle tradizionali, e contribuire alla transizione energetica, partendo da una ricognizione nazionale dell'impiantistica esistente. Inoltre, il Programma adotta la classificazione degli impianti ai fini della loro regolazione tariffaria attraverso la metodologia ARERA, e indica la necessità di adottare a livello regionale pianificazioni basate sulla LCA (Life Cycle Assessment).

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

Lo sviluppo sostenibile

Il conflitto in corso in Ucraina ha dimostrato nuovamente l'interconnessione del contesto globale, con effetti che si ripercuotono in tutte le aree del mondo. In ambito energetico, come noto, si sono avute conseguenze estreme in ragione del blocco degli approvvigionamenti, che hanno spinto verso il rientro in esercizio di fonti energetiche inquinanti. L'Unione Europea ha reagito con il piano REPowerEU, allo scopo di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, provenienti dall'estero, e accelerare la transizione verde.

A livello climatico i dati dell'osservatorio UE Copernicus hanno registrato eventi climatici estremi, temperature record e gas serra in aumento a livello globale. In Europa, il perdurare di alte temperature ha aggravato lo stress idrico, comportato ripercussioni sull'agricoltura, sul trasporto fluviale oltre che sulla gestione dell'energia. Le condizioni di estrema siccità hanno portato anche a un aumento del pericolo di incendi, che ha avuto come conseguenza un numero insolitamente elevato di episodi nell'Europa sud-occidentale.

In tale contesto vanno inquadrati e valutati le iniziative istituzionali globali e nazionali dell'anno. La COP27 sul clima tenutasi in Egitto e la COP15 sulla biodiversità di Montreal, tra i cui obiettivi si evidenziano, ad esempio, l'estensione delle aree protette e la rigenerazione degli ecosistemi degradati (30% entro il 2030). A livello nazionale, si segnalano la riforma costituzionale degli art. 9 e 41 e il Piano nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici.

L'Europa ha assunto, lo scorso anno, alcuni specifici e rilevanti provvedimenti in materia di sostenibilità d'impresa. È stata infatti pubblicata in GUUE la Corporate Sustainability Reporting Directive, evoluzione della Non-Financial Reporting Directive del 2014, che amplia la platea di imprese sottoposte a obblighi di rendicontazione e introduce importanti novità, quali ad esempio la doppia materialità, la predisposizione di nuovi standard e l'inclusione dell'informativa nella Relazione alla Gestione. È avanzato il lavoro istituzionale sulla Direttiva relativa al dovere di diligenza delle imprese sulla tutela dell'ambiente e dei diritti umani nelle proprie "catene di attività", che ha portato nel mese di dicembre 2022 all'adozione da parte del Consiglio UE del proprio orientamento in materia. Nell'ambito del Regolamento (UE) 2020/852 (c.d. "Tassonomia europea"), nel 2022, la Commissione, attraverso il *Complementary Delegated Act*, ha modificato l'Atto delegato sul clima introducendo anche attività e relativi criteri di taglio tecnico per la generazione di energia a par-

tire da nucleare e gas naturale, e incrementando l'insieme delle attività potenzialmente ecosostenibili in relazione alle quali le imprese sono state chiamate a valutare ammissibilità e allineamento nonché a identificare i KPI economici correlati.

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

Il contesto normativo di riferimento per il Gruppo Acea è ampio e 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, dai profili amministrativi autorizzativi a quelli di tutela del mercato e della concorrenza. A tali aspetti si aggiunge la peculiarità della natura di Società quotata, con i relativi impatti normativi, ad esempio in termini di disciplina delle comunicazioni al mercato.

I diversi provvedimenti (D.L. 21/2022 – c.d. "D.L. Taglia prezzi"; D.L. 50/2022 – c.d. "D.L. Aiuti"; Legge di Bilancio 2023) hanno così disciplinato il meccanismo di contributi solidaristici, a carico dei soggetti operanti nel settore energetico, per contenere gli effetti del caro bolletta su imprese e consumatori.

Sempre collegati alla situazione energetica straordinaria e rilevanti per l'impatto sulle imprese energetiche, rilevano i provvedimenti in tema di extraprofitti e sospensione delle modifiche unilaterali dei contratti di fornitura di elettricità e gas. Sul primo aspetto, il D.L. 4/2022 – c.d. "D.L. Sostegni ter" – ha previsto meccanismi di compensazione per i produttori da fonti rinnovabili che, alle condizioni previste, possono determinare un extraprofitto da versare al GSE; sul secondo tema, il D.L. 115/2022 – c.d. "D.L. Aiuti bis", ha previsto la sospensione da parte delle imprese delle modifiche unilaterali dei contratti di fornitura energetica relativamente alla definizione dei prezzi, e il successivo D.L. 198/2022 – c.d. "D.L. Milleproroghe" – ne ha esteso il periodo di validità (30 giugno) escludendone l'applicazione per i contratti in scadenza.

Nel 2022 si sono svolte le consultazioni per il recepimento della Direttiva (UE) 2020/2184 concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano, a seguito delle quali il Consiglio dei Ministri ha approvato a dicembre in esame preliminare lo schema del Decreto legislativo di recepimento. Le importanti novità in merito riguardano la revisione delle norme volte a proteggere la salute dagli effetti negativi derivanti dalla contaminazione delle acque destinate al consumo umano, garantendone "salubrità e pulizia", anche attraverso una revisione dei parametri e dei valori di rilevanza sanitaria, la definizione di requisiti di igiene per i materiali che entrano in contatto con le acque potabili, l'introduzione di un approccio di valutazione e gestione del rischio più efficace ai fini della prevenzione sanitaria, della protezione dell'ambiente e del controllo delle acque destinate al consumo umano, anche sotto il profilo dei costi e dell'allocazione delle risorse rafforzando il ruolo dei Piani di Sicurezza dell'Acqua (PSA) e infine il miglioramento dell'accesso equo per tutti all'acqua potabile sicura e delle informazioni pubbliche sulle acque destinate al consumo umano.

Nel 2022 è stata data attuazione alla delega sul riordino della normativa sui servizi pubblici locali con il D.Lgs. 201/2022, che riorganizza la disciplina, inserita tra gli obiettivi del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), al fine di promuovere dinamiche competitive che portino a migliorare la qualità dei servizi pubblici e i risultati delle gestioni nell'interesse dei cittadini e degli utenti.

Di rilievo anche l'approvazione in via preliminare il 16 dicembre 2022 da parte del Consiglio dei Ministri dello schema del Decreto legislativo di rinnovo del Codice dei Contratti Pubblici, teso a semplificare la normativa in materia di appalti pubblici e concessioni al fine di assicurarne un'efficiente realizzazione. Il Codice si applicherà

ai nuovi procedimenti dal 1° aprile 2023. Dal 1° luglio 2023 è prevista l'abrogazione del Codice precedente (D.Lgs. 18 aprile 2016, n. 50) e l'applicazione delle nuove norme anche ai procedimenti in corso.

Gli impatti ambientali ed energetici

L'ambiente naturale è lo scenario entro cui si sviluppano le attività del Gruppo, e come tale viene preservato, con un uso responsabile ed efficiente delle risorse, la tutela delle sorgenti, la salvaguardia delle aree naturali dove insistono impianti e reti di servizio, la mitigazione degli impatti fisici e delle esternalità generate sul contesto ecologico dai processi operativi.

Nel corso del 2023, la COP28, che si è tenuta a Dubai, ha ospitato il primo *global stocktake*, ovvero il momento in cui valutare l'effetto congiunto di tutti i contributi determinati a livello nazionale (*Nationally Determined Contributions - NDC*). In tale contesto, le parti hanno definito un Accordo per accelerare la transizione globale promuovendo la formula "*transition away*", includendo per la prima volta nella storia il riferimento esplicito al superamento dei combustibili fossili per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e convenendo di triplicare l'energia rinnovabile e raddoppiare gli impegni per l'efficienza energetica.

Il 2023 è stato un anno decisivo per le future politiche ambientali europee. Il Parlamento ha approvato anche la Nature Restoration Law, la prima legislazione europea che mira esplicitamente al ripristino della natura con obiettivi giuridicamente vincolanti per gli Stati membri. Durante lo European Business & Nature Summit a Milano, nell'ottobre 2023, aziende, istituzioni finanziarie, governi e rappresentanti accademici e della società civile si sono riuniti per discutere su come le imprese possano rispettare gli impegni del Quadro Globale per la Biodiversità Kunming-Montreal (GBF), adottato nel 2022. L'evento ha visto anche il lancio della European Business and Nature Charter.

Nel 2023, la Taskforce on Nature-related Financial Disclosure (TNFD) ha emesso il documento finale contenente Raccomandazioni legate alla natura rivolte a 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. Il Gruppo, anche nel 2023, ha partecipato al Carbon Disclosure Project (CDP) sul tema delle emissioni di gas climalteranti e 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.

Nel settembre 2023 Acea ha ottenuto da Science Based Targets initiative (SBTi) la validazione dei propri obiettivi di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, dirette e indirette, al 2032, rispetto all'anno base 2020. L'organizzazione internazionale ha valutato l'impegno di Acea in linea con la traiettoria "Well below 2°C", come stabilito dall'Accordo di Parigi del 2015 per contenere l'innalzamento della temperatura globale rispetto ai livelli preindustriali.

Tale giudizio rappresenta un importante riconoscimento del percorso di decarbonizzazione intrapreso dal Gruppo a sostegno della transizione energetica. I target prefissati sono di: ridurre del 56% le emissioni per MWh di energia prodotta (scope 1), ridurre del 32% le emissioni indirette, conseguenti agli usi dell'energia elettrica (scope 2), del 56% quelle derivanti dalla produzione energetica e dall'ap-

provigionamento e rivendita di energia, oltre alla riduzione del 30% delle emissioni dovute al gas distribuito e venduto ai clienti.

Cambiamento climatico

La sensibilità all'evolversi del cambiamento climatico e 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. Sebbene non esista un principio contabile internazionale che disciplini come gli impatti del cambiamento climatico siano da considerare nella predisposizione del bilancio, lo IAS B ha emesso taluni documenti per supportare gli *IFRS-Adopter* nel soddisfare tale richiesta di informativa delle parti interessate. Parimenti, 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 nella dichiarazione non finanziaria (redatta in conformità agli Standard GRI, che include, inoltre, l'informativa prevista dal Regolamento 2020/852, in relazione ai due obiettivi climatici, mitigazione e adattamento). In tale ambito, considerando i settori di attività in cui opera il Gruppo per il tramite delle sue partecipate, il Gruppo Acea, nel proseguire la definizione di aggiornati piani futuri a oggi in corso di sviluppo e predisposizione, ha identificato taluni rischi derivanti dall'attuale processo di mitigazione e adattamento.

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 il management non rileva impatti specifici di rilevante entità derivanti da rischi legati al clima, da considerare nell'applicazione dei principi contabili. Il Gruppo in tutti i settori di attività serviti persegue l'eccellenza dell'erogazione del servizio; 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 proseguire la definizione di aggiornati piani di sviluppo a oggi in corso di predisposizione non ravvede ulteriori considerazioni specifiche da fattorizzare nell'applicazione dei principi contabili per la predisposizione di bilancio.

Si segnala che la valutazione e, più specificamente, la quantificazione dei rischi legati al clima, richiedono l'applicazione di analisi di scenario climatico – attività che il Gruppo ha avviato, pubblicando nel giugno 2023 l'*Informativa climatica Gruppo Acea 2022, secondo le raccomandazioni TCFD* – ed è tuttavia esposta anche ad assunzioni su sviluppi futuri altamente incerti, come futuri sviluppi tecnologici, azioni del governo, interventi regolatori o ancora evoluzioni di equilibri politici internazionali.

Per i principali settori in cui il Gruppo opera, le azioni per il contenimento dei rischi collegati al cambiamento climatico si concretizzano nella realizzazione di investimenti nelle infrastrutture per prevenire e/o mitigare gli impatti derivanti prevalentemente dai rischi fisici.

Si specifica inoltre che le principali società del Gruppo hanno av-

viato, nel 2020-2021, un processo di identificazione dei rischi fisici prioritari, da analizzare attraverso analisi di scenario climatico sviluppate sui territori in cui insistono gli asset gestiti, con proiezioni di medio-lungo e lungo termine, ivi incluse proiezioni sulle possibili variazioni dei potenziali impatti economici associati, in relazione alla crescita della probabilità di accadimento dell'evento estremo (incremento di frequenza e durata). I rischi fisici prioritari identificati sono siccità e stress idrico (principalmente per gli impianti idrici); precipitazioni estreme ed esondazioni (principalmente per le reti di distribuzione di energia); fulminazioni (principalmente per gli asset di produzione di energia). Per le analisi dei rischi fisici sono stati utilizzati due scenari sviluppati dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). A titolo esemplificativo, la società areti SpA 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 sono 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 a 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 e 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 e 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) potenzialmente in grado di impattare le variabili economiche di interesse (EBITDA). Si evidenzia infine che la legislazione introdotta in risposta ai cambiamenti climatici potrebbe dar luogo a nuovi obblighi che prima non esistevano.

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 a 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 e interruzioni del servizio (guasti, blackout ecc.) 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 in-

terventi di mitigazione del rischio posti in essere, sono stati ipotizzati come invariati i potenziali impatti economico-finanziari associati ai rischi fisici.

Contesto geopolitico

Sulla dinamica economica hanno influito diversi fattori, di carattere geopolitico oltre che economico: conflitti irrisolti, ancora lontani da una soluzione, come in primis quello russo-ucraino, e conflitti "nuovi," come quello Israele-Hamas. Ora, dopo gli shock degli ultimi anni, l'economia globale si sta tuttavia normalizzando, gran parte degli squilibri stanno rientrando. L'anno 2023 è stato caratterizzato da un sostanziale rilassamento delle tensioni sui mercati energetici, dato il progressivo consolidarsi di fondamentali ribassisti: domanda in crollo, temperature invernali/autunnali miti, stoccaggi costantemente su livelli massimi storici, produzione idroelettrica e disponibilità nucleare francese in recupero dall'Annus horribilis 2022. Conseguentemente, i prezzi dell'energia elettrica e gas hanno mostrato una graduale discesa fino a metà anno, convergendo su livelli di metà 2021, ovvero di inizio crisi energetica. Le cicatrici di quest'ultima e il mutato contesto globale di offerta gas hanno reso i mercati europei molto più nervosi e sensibili a contingenti tensioni internazionali e geopolitiche verificatesi nella seconda metà dell'anno, in primis lo scoppio del conflitto Israele-Hamas, impedendo ulteriori ribassi. Il Fondo Monetario Internazionale nel World Economic Outlook di ottobre 2023 vede una crescita globale in rallentamento, con crescenti divergenze regionali e poco margine per gli errori di politica economica.

Nonostante la resilienza economica all'inizio di quest'anno, grazie ai progressi sul fronte della riduzione dell'inflazione rispetto ai picchi dello scorso anno, l'attività economica è ancora al di sotto dei suoi obiettivi prepandemici, soprattutto nei mercati emergenti e nelle economie in via di sviluppo. Tra le cause del rallentamento il rapporto indica la guerra in Ucraina, la crescente frammentazione dell'economia e alcune cause più cicliche come la stretta monetaria antinflazione, il ritiro degli aiuti pubblici e gli eventi climatici estremi. Inoltre, qualora il conflitto Israele-Hamas dovesse estendersi oltre la Striscia di Gaza le conseguenze potrebbero essere molto gravi anche sul piano economico, fermo restando l'emergenza umanitaria e politica già in essere. Passando alle *commodity*, il Brent nel corso dell'anno 2023 ha consuntivato un livello medio pari a 82,22 \$/bbl, in riduzione del -17% rispetto all'anno precedente. La discesa dei prezzi registrata sui primi sei mesi dell'anno si è invertita a partire dal terzo trimestre, con punte giornaliere raggiunte a settembre e ottobre 2023 che non si verificavano da circa un anno. Gli elementi principali alla base degli aumenti autunnali sono da ricercarsi nella conferma al taglio alla produzione ed export da parte di Arabia Saudita e Russia fino al primo trimestre 2024 (-1,3 Mbbbl/day) e nello scoppio del conflitto Israele-Hamas in un'area strategica per il commercio mondiale di greggio, soprattutto in caso di discesa in campo dell'Iran. A scaldare ulteriormente gli animi verso la fine dell'anno sono stati i continui attacchi a navi e container commerciali nel Mar Rosso (dove passa il 12% circa del commercio globale e il 30% di tutte le navi cargo del pianeta) da parte degli Houthi, gruppo ribelle yemenita sostenuto dall'Iran, cui hanno risposto militarmente gli Stati Uniti. Occorre tuttavia segnalare che lo scenario macroeconomico globale di rallentamento economico e domanda debole continua a pesare sui prezzi del petrolio, frenando per il momento eccessive spinte a rialzo. Il solo quarto trimestre ha espresso un livello medio di prezzo pari a 83,26 \$/bbl, in riduzione di -6% rispetto al quarto trimestre del 2022, ma in aumento del +5% rispetto ai primi nove mesi del 2023.

È necessario ricordare che il Public Statement dell'ESMA del 28 ottobre 2022 tratta proprio gli effetti dell'invasione russa dell'Ucraina sulle rendicontazioni finanziarie del bilancio 2022 redatte seguendo il principio IAS 34. Lo Statement ha quindi l'obiettivo di fornire agli organi di amministrazione e controllo delle società regolate una serie di raccomandazioni in merito al processo di produzione dell'informativa di bilancio, con particolare enfasi sui controlli necessari per verificare eventuali riduzioni di valore (*impairment test*) delle attività non finanziarie.

Lo Statement sottolinea che il cambio di approccio strategico, commerciale e finanziario delle aziende successivo al conflitto ha incrementato notevolmente il rischio di impatti significativi sul valore contabile delle attività e passività di bilancio. Lo Statement suggerisce quindi di rivedere ed eventualmente aggiornare le considerazioni fatte per i bilanci di fine anno, in particolare le assunzioni e le ipotesi alla base del calcolo dei flussi prospettici e degli altri elementi che concorrono alla stima del valore recuperabile.

L'ESMA ricorda poi che, al fine di valutare l'esistenza di possibili indicazioni di riduzione di valore delle attività non finanziarie ricomprese nello scope dello IAS 36 (*Impairment Testing*), è necessario considerare tutte le fonti informative, sia di natura esterna che interna, per valutare se gli effetti della situazione geopolitica rappresentino possibili indicazioni di riduzione di valore delle stesse attività. Lo Statement sottolinea inoltre che il notevole aumento del livello generale di incertezza causato dal conflitto richiede di valutare attentamente (nel contesto di stima del valore recuperabile attraverso il metodo del Value in Use) i dati finanziari previsionali utilizzati. A tal fine, l'ESMA ritiene che, a seconda del tipo di attività da controllare e del relativo livello di rischio, può essere necessario sviluppare scenari multipli attorno ai dati previsionali considerati, supportati da parametri e input di stima ragionevoli e realistici. Sempre in tal senso, dovrà comunque esserci consistenza tra i dati previsionali utilizzati e le assunzioni associate agli stessi per i controlli di valore, nonché tra le scelte e i piani strategici formulati dalle imprese successivamente alla situazione di tensione geopolitica.

Con riferimento al tasso di sconto utilizzato per la stima del valore recuperabile, lo Statement sottolinea e ricorda che lo stesso dovrà riflettere le attuali condizioni di mercato e le caratteristiche di rischio specifiche associate alle specifiche attività oggetto di *impairment test* (escludendo il rischio delle attività già riflesso nei flussi previsionali). Lo Statement sottolinea infine che i rischi associati ai fenomeni di aumento dei tassi di interesse di mercato e del tasso di inflazione potrebbero aver un impatto anche sul tasso di sconto da utilizzare ai fini della stima del valore recuperabile delle attività per riflettere gli stessi fenomeni, a meno che gli stessi rischi non siano già riflessi nel calcolo dei flussi previsionali utilizzati.

Lo sviluppo e l'innovazione tecnologica

Per Acea le collaborazioni, le partnership e i sistemi di imprese rappresentano driver fondamentali per il posizionamento e 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 l'associazione a **InnovUp** (ex Italia Startup), l'Associazione no profit che rappresenta l'ecosistema delle start-up italiane, allargato a tutti i soggetti, privati e pubblici, ne agevola la valorizzazione, la visibilità e la crescita, per favorire la nascita di un nuovo tessuto imprenditoriale italiano e a **SEP** (Startup Europe

Partnership), il programma di Open Innovation che mette in contatto le Scaleup europee con le Corporate, e infine a **Open Italy**, il programma di co-innovazione promosso da ELIS nato per coniugare gli innovation needs delle Corporate consorziate con l'offerta di start-up, PMI innovative, spin-off universitari e centri di ricerca.

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 welfare aziendale. Nel corso del 2022 Acea è stata inserita dal *Financial Times* e *Statista* nella classifica dello speciale "Europe's Diversity Leaders 2023" e per il secondo 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, benessere psicofisico, famiglia, misure di conciliazione, agevolazioni economiche e previdenza complementare. 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. 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'Academy "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.).

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

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 (per es., azioni per ridurre l'incidenza di alcuni tipi di infortunio) e azioni di consolidamento (per es., mantenimento risultati positivi, crescita della resilienza organizzativa), rappresentano il naturale percorso del miglioramento continuo in materia di salute e sicurezza sul lavoro.

AREE INDUSTRIALI

I macrosettori in cui opera ACEA sono articolati nelle aree industriali di seguito elencate.

AMBIENTE

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

ACQUA

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

ENGINEERING & INFRASTRUCTURE PROJECTS

Analisi di **laboratorio**
Ingegneria & consulenza

COMMERCIALE

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

PRODUZIONE

Generazione elettrica
Cogenerazione
Fotovoltaico

RETI & SMART CITIES

Distribuzione e misura
Illuminazione Pubblica

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 e ASM Terni.

31/12/2023

€ milioni	Ambiente	Commer- ciale	Acqua	Acqua (Estero)	Produzione	Reti & Smart Cities	Engineering & Infra- structure Projects	Corpo- rate	Elisioni di consoli- dato	Totale consolidato
Ricavi	334	2.483	1.494	97	131	628	116	145	(764)	4.664
Costi	250	2.354	750	61	77	253	106	187	(764)	3.273
Margine operativo lordo	84	129	744	36	54	375	10	(42)	0	1.391
Ammor- tamenti e perdite di valore	59	70	419	15	20	154	8	34	0	779
Risultato operativo	25	59	325	21	34	221	2	(75)	0	612
Investi- menti	39	50	682	6	41	300	5	20	0	1.143

31/12/2022

€ milioni	Ambiente	Commer- ciale	Acqua	Acqua (Estero)	Produzione	Reti & Smart Cities	Engineering & Infra- structure Projects	Corpo- rate	Elisioni di consoli- dato	Totale consolidato
Ricavi	342	3.160	1.374	95	175	606	118	152	(857)	5.166
Costi	241	3.070	705	62	85	254	104	196	(857)	3.861
Margine operativo lordo	102	90	669	33	90	352	13	(44)	0	1.305
Ammor- tamenti e perdite di valore	43	68	400	14	15	150	9	40	0	739
Risultato operativo	59	22	269	19	75	202	4	(84)	0	566
Investi- menti	46	50	611	6	30	269	6	33	0	1.050

AMBIENTE

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2023	2022	Variazione	Variazione %
Conferimenti a WTE	kt	375,9	389,8	(13,8)	(3,6%)
Rifiuti in TMB e discarica	kt	474,0	400,0	74,0	18,5%
Conferimenti in impianti di compostaggio	kt	156,0	149,0	7,0	4,7%
Conferimenti in impianti di selezione	kt	339,2	286,8	52,4	18,3%
Rifiuti intermediati	kt	160,8	166,0	(5,3)	(3,2%)
Liquidi trattati presso impianti	kt	322,3	323,0	(0,7)	(0,2%)
Rifiuti prodotti	kt	484,9	451,2	33,7	7,5%
Energia elettrica ceduta netta WTE	GWh	278,3	293,8	(15,5)	(5,3%)

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Ricavi	334,3	342,4	(8,1)	(2,4%)
Costi	249,9	240,8	9,1	3,8%
Margine operativo lordo	84,4	101,6	(17,2)	(17,0%)
Risultato operativo	25,4	58,5	(33,2)	(56,7%)
Dipendenti medi	875	875	0	0,0%
Investimenti	38,9	46,2	(7,3)	(15,9%)

Margine operativo lordo (EBITDA)

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Ambiente	84,4	101,6	(17,2)	(17,0%)
Margine operativo lordo Gruppo	1.390,9	1.305,0	85,9	6,6%
Peso percentuale	6,1%	7,8%	(1,7 p.p.)	

L'Area Ambiente chiude il 2023 con un livello di EBITDA pari a € 84,4 milioni in riduzione di € 17,2 milioni (-17,0% rispetto al precedente esercizio). La variazione è dovuta in prevalenza ai minori margini di **Acea Ambiente** (-€ 25,5 milioni) come conseguenza: i) delle minori vendite di CO₂ (-€ 11,1 milioni), dei minori margini sui compost dovuti in parte allo scenario energetico (-€ 4,6 milioni) e in parte alle minori quantità di energia ceduta sugli impianti WTE (-€ 0,4 milioni); ii) dei minori margini derivanti dalle attività di compostaggio in prevalenza per effetto dei minori volumi e minori tariffe dell'impianto di Aprilia (-€ 4,3 milioni) e Monterotondo (-€ 1,0 milioni); iii) della rilevazione dei costi legati al progetto del termovalorizzatore di Roma (+€ 2,7 milioni). Contribuisce alla riduzione il minor margine della discarica di **Orvieto** sia per minori quantità ingressate che per effetto prezzo (-€ 2,3 milioni) e **S.E.R. Plast** sia per effetto prezzo che per incremento scarti (-€ 2,1 milioni).

Compensa tale effetto la variazione di perimetro (+€ 13,4 milioni) per il consolidamento **Tecnoservizi** (+€ 2,4 milioni) e del ramo d'azienda denominato "Polo Cirsu" acquisito da **Acea Ambiente** (+€ 11,0 milioni).

L'organico medio al 31 dicembre 2023 si attesta a 875 unità e risulta in linea rispetto al 31 dicembre 2022.

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 38,9 milioni (-€ 7,3 milioni rispetto al 31 dicembre 2022) e si riferiscono in prevalenza a investimenti effettuati da **Acea Ambiente** (€ 21,7 milioni) in gran parte per miglioramenti impiantistici eseguiti negli impianti di San Vittore e nell'impianto di WTE di Terni e **AS Recycling** (€ 4,8 milioni) legati principalmente alla costruzione dell'impianto di selezione della plastica CSS di Borgorose.

COMMERCIALE

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	31/12/2023	31/12/2022	Variazione	Variazione %
Energia elettrica venduta Mercato Libero	GWh	5.602,7	6.331,1	(728,4)	(11,5%)
Energia elettrica venduta Tutela Graduale	GWh	169,5	0,0	169,5	n.s.
Energia elettrica venduta Maggior Tutela	GWh	1.032,8	1.411,0	(378,2)	(26,8%)
Energia elettrica clienti Mercato Libero (POD)	n./1.000	639,4	535,2	104,2	19,5%
Energia elettrica clienti Tutela Graduale (POD)	n./1.000	95,1	0,0	95,1	n.s.
Energia elettrica clienti Maggior Tutela (POD)	n./1.000	509,2	646,8	(137,6)	(21,3%)
Gas venduto	MSmc	198,9	208,4	(9,5)	(4,6%)
Gas clienti Mercato Libero	n./1.000	306,3	247,8	58,5	23,6%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Ricavi	2.483,0	3.159,7	(676,7)	(21,4%)
Costi	2.353,7	3.069,7	(716,0)	(23,3%)
Margine operativo lordo	129,3	90,0	39,3	43,7%
Risultato operativo	58,9	22,0	36,9	167,5%
Dipendenti medi	450	445	5	1,1%
Investimenti	50,2	49,6	0,6	1,2%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Commerciale	129,3	90,0	39,3	43,7%
Margine operativo lordo Gruppo	1.390,9	1.305,0	85,9	6,6%
Peso percentuale	9,3%	6,9%	2,4 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 2023 con un livello di EBITDA pari a € 129,3 milioni, in aumento rispetto al 2022 di € 39,3 milioni.

La variazione è imputabile in prevalenza ad **Acea Energia** (+€ 31,5 milioni) come conseguenza del netto miglioramento del margine Energia e Gas (+€ 24,7 milioni), dei minori costi operativi (€ 4,4 milioni) e dei maggiori ricavi da penali (€ 2,0 milioni). Contribuisce alla variazione in aumento dell'area anche **Acea Innovation** (+€ 6,8 milioni) in conseguenza dei maggiori margini sulle attività di *e-mobility*, *smart services* e *smart comp.* In merito agli effetti sul primo margine energia si rileva:

- un miglioramento del margine relativo al **mercato libero elettrico** (+€ 27,5 milioni) trainato dalla performance del segmento Retail Domestico (*customer base* media +20% e marginalità unitaria +40%); il margine relativo al **Servizio a Tutele Graduali** si attesta invece a € 6,0 milioni;
- una riduzione dei margini relativi al **Servizio della Maggior Tutela** (-€ 13,9 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, e in parte alla "naturale" fuoriuscita dei clienti dal Servizio maggior Tutela verso il Mercato Libero (-8%), non com-

pensata dall'applicazione di tariffe superiori;

- un miglioramento del margine relativo al **mercato del gas** per € 29,6 milioni dovuto ai maggiori margini unitari nel settore B2C (+77%), dove si registra anche un incremento della Customer Base media (+21%) e dei volumi (+22%), mentre nel settore Business si rileva una riduzione dei volumi generali (-30%) dovuta a minori clienti;
- una riduzione del margine "Energy Management" concernente **l'attività di ottimizzazione dei flussi** energetici (-€ 24,5 milioni rispetto al precedente esercizio) dovuto al progressivo rilassamento della tensione dei prezzi delle *commodity* registrata sui mercati energetici all'ingrosso.

Con riferimento all'organico, la consistenza media al 31 dicembre 2023 si è attestata a 450 unità in lieve aumento rispetto al 31 dicembre 2022 per 5 unità.

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 50,2 milioni, in lieve incremento (+€ 0,6 milioni) rispetto al 31 dicembre 2022. Gli investimenti complessivi sono in prevalenza riferibili ad **Acea Energia** e riguardano per la maggior parte il costo di acquisizione di nuovi clienti ai sensi dell'IFRS15 (€ 32,0 milioni). Contribuiscono agli investimenti dell'Area i progetti di *smart services* ed *e-mobility* (€ 2,9 milioni) sviluppati da **Acea Innovation**.

ACQUA

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	31/12/2023	31/12/2022	Variazione	Variazione %
Volumi acqua	Mm ³	383,8	389,4	(5,5)	(1,4%)
Energia consumata	GWh	544,5	573,9	(29,3)	(5,1%)
Fanghi smaltiti	kt	142,7	147,4	(5)	(3,2%)

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Ricavi	1.493,7	1.374,4	119,3	8,7%
Costi	749,8	705,4	44,4	6,3%
Margine operativo lordo	743,9	669,0	75,0	11,2%
Risultato operativo	325,0	268,7	56,3	21,0%
Dipendenti medi	3.969	3.891	78	2,0%
Investimenti	682,4	611,0	71,4	11,7%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Acqua	743,9	669,0	75,0	11,2%
Margine operativo lordo Gruppo	1.390,9	1.305,0	85,9	6,6%
Peso percentuale	53,5%	51,3%	2,2 p.p.	

L'EBITDA dell'Area si attesta al 31 dicembre 2023 a € 743,9 milioni e registra un incremento di € 75,0 milioni rispetto al 31 dicembre 2022 (+11,2%). La variazione in aumento deriva in prevalenza dai maggiori margini derivanti dalla crescita dei ricavi tariffari idrici, relativi a partite non passanti (+€ 37,0 milioni), in parte influenzati dall'aggiornamento tariffario biennale 2022-2023. Contribuisce all'incremento l'iscrizione in **GORI** dei contributi su OO.RR. relativi agli anni 2018-2021 (+€ 5,3 milioni) e la variazione di perimetro per il consolidamento di **ASM Terni** (+€ 9,9 milioni).

Il contributo all'EBITDA delle società idriche valutate a patrimonio netto, pari a € 21,2 milioni, risulta in riduzione rispetto al precedente esercizio (-€ 4,4 milioni) come conseguenza dei maggiori ammortamenti rilevati dal Gruppo Acque. Di seguito si rappresenta in dettaglio il contributo all'EBITDA delle società valutate a patrimonio netto:

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Publiacqua	9,3	8,6	0,8	9,2%
Gruppo Acque	7,4	11,3	(3,9)	(34,6%)
Umbra Acque	2,9	3,3	(0,5)	(13,8%)
Nuove Acque e Intesa aretina	0,5	0,5	0,0	7,7%
Geal	0,9	1,1	(0,2)	(14,6%)
Umbria Distribuzione Gas	0,1	0,0	0,1	n.s.
Romeo Gas	0,0	0,8	(0,8)	(100,0%)
Totale	21,2	25,6	(4,4)	(17,0%)

La quantificazione dei ricavi derivanti dalla gestione del servizio idrico integrato è conseguenza dell'applicazione del metodo tariffario idrico relativo al terzo periodo regolatorio (MTI-3), così come approvato dall'Autorità (ARERA) con deliberazione n. 580/2019/R/idr del 27 dicembre 2019 e tenuto conto delle approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2022-2023 intervenute. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Stato di avanzamento dell'iter di ap-

provazione delle tariffe" del presente documento.

L'organico medio al 31 dicembre 2023 pari a 3.969 unità si incrementa rispetto al 31 dicembre 2022 di 78 unità principalmente imputabili ad **Acea Ato2** (+24 unità) e **Adistribuzionegas** (+18 unità) in conseguenza dell'acquisto del ramo derivante dall'operazione di scissione parziale di Romeo Gas a ottobre 2022.

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 682,4 milioni con un in-

cremento di € 78,0 milioni rispetto al precedente esercizio. L'incremento è attribuibile in prevalenza ai maggiori investimenti registrati da **GORI** (+€ 75,3 milioni) conseguenti ai maggiori lavori finanziati (manutenzione e sviluppo), compensati in parte dai minori investimenti di **Acea Ato2** (-€ 20,9 milioni) principalmente per minori investimenti in manutenzione e sviluppo. Gli investimenti si riferiscono principalmente agli interventi di manutenzione straordi-

naria, 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 e alimentatrici). Contribuisce all'incremento la variazione di perimetro per il consolidamento di **ASM Terni** (+€ 5,1 milioni).

ACQUA (ESTERO)

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2023	2022	Variazione	Variazione %
Volumi acqua	Mm ³	42,7	41,9	0,8	1,8%
Volumi immessi in rete	Mm ³	77,8	76,0	1,8	2,3%
Numero di clienti (utenze servite)	n.	124.384,0	123.433,0	951,0	0,8%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Ricavi	96,7	95,1	1,6	1,7%
Costi	61,0	62,1	(1,1)	(1,8%)
Margine operativo lordo	35,7	33,0	2,7	8,3%
Risultato operativo	20,9	19,4	1,5	7,8%
Dipendenti medi	2.478	2.474	4	0,2%
Investimenti	5,7	5,8	(0,1)	(1,4%)

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo acqua (Estero)	35,7	33,0	2,7	8,3%
Margine operativo lordo Gruppo	1.390,9	1.305,0	85,9	6,6%
Peso percentuale	2,6%	2,5%	0,0 p.p.	

L'Area comprende attualmente le società che gestiscono il servizio idrico in America Latina e chiude il 2023 con un EBITDA di € 35,7 milioni in aumento rispetto al 31 dicembre 2022 per € 2,7 milioni. L'incremento è riferibile in prevalenza ad **Aguas de San Pedro** (+€ 3,9 milioni) come conseguenza sia dei maggiori volumi fatturati (+1,8%) che per un incremento tariffario dovuto all'inflazione. Compensa tale incremento la riduzione registrata da Acea Dominicana (-€ 1,2 milioni) per effetto della cessazione del contratto con CAASD al 30 settembre 2023.

L'organico medio al 31 dicembre 2023 si attesta a 2.478 unità e risulta in linea rispetto al 31 dicembre 2022.

Gli investimenti del periodo si attestano a € 5,7 milioni, in lieve riduzione (-€ 0,1 milioni) rispetto al precedente esercizio 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.	2023	2022	Variazione	Variazione %
Energia elettrica distribuita	GWh	9.050	9.355	(305)	(3,3%)
N. clienti	n./1.000	1.662	1.653	9	0,5%
Km di rete (MT/BT)	km	32.144	31.768	376	1,2%
Gruppi di misura 2G	n.	333.664	273.294	60.370	22,1%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Ricavi	628,4	606,5	22,0	3,6%
Costi	253,0	254,3	(1,3)	(0,5%)
Margine operativo lordo	375,4	352,2	23,3	6,6%
Risultato operativo	221,5	201,9	19,6	9,7%
Dipendenti medi	1.269	1.262	7	0,6%
Investimenti	299,6	268,8	30,8	11,5%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Reti & Smart Cities	375,4	352,2	23,3	6,6%
Margine operativo lordo Gruppo	1.390,9	1.305,0	85,9	6,6%
Peso percentuale	27,0%	27,0%	0,0 p.p.	

L'EBITDA dell'Area al 31 dicembre 2023 si è attestato a € 375,4 milioni e registra un incremento di € 23,3 milioni rispetto al 31 dicembre 2022. L'EBITDA di **areti** risulta in aumento per € 20,3 milioni come conseguenza della crescita tariffaria in particolare dal bilanciamento energetico (+€ 16,1 milioni) e dei maggiori ricavi da penali e risarcimenti (+€ 2,0 milioni). Compensano tale incremento gli effetti del piano di resilienza (-€ 3,0 milioni). Con riferimento al bilancio energetico, al 31 dicembre 2023 **areti** ha distribuito ai clienti finali 9.050 GWh in riduzione del 3,3 % rispetto al precedente esercizio. L'EBITDA della **Illuminazione Pubblica**, per la gestione del servizio di pubblica illuminazione nel Comune di Roma, risulta pari a € 3,9 milioni e registra un miglioramento di € 3,0 milioni rispetto al precedente esercizio in seguito ad attività straordinarie di manutenzione e sicurezza e a partite straordinarie relative ad anni precedenti.

L'organico medio presenta un lieve aumento rispetto al precedente esercizio (+7 unità).

Il risultato operativo risulta in aumento di € 19,6 milioni rispetto al 31 dicembre 2022 e risente dei maggiori ammortamenti (+€ 9,6 milioni) per effetto combinato dei maggiori ammortamenti

dei software acquistati nei periodi precedenti e degli investimenti effettuati sulla rete di distribuzione, sulle attrezzature industriali e commerciali. Tale effetto è parzialmente compensato dalle minori svalutazioni di crediti (-€ 2,0 milioni) relativi ai clienti utenti e dai minori accantonamenti in relazione al fondo mobilità del personale (-€ 3,9 milioni).

Gli investimenti si attestano a € 299,6 milioni, registrano un incremento pari a € 30,8 milioni rispetto al precedente esercizio per maggiori interventi di ampliamento e rifacimento rete. Gli investimenti effettuati si riferiscono 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 **Illuminazione Pubblica** contribuisce per € 1,2 milioni.

PRODUZIONE

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	31/12/2023	31/12/2022	Variazione	Variazione %
Energia prodotta	GWh	581,6	504,1	77,5	15,4%
di cui idro	GWh	418,9	329,9	89,0	27,0%
di cui termo	GWh	162,7	174,2	(11,5)	(6,6%)
Energia prodotta (fotovoltaico)	GWh	133,9	125,2	8,7	7,0%
Energia prodotta (cogenerazione)	GWh	34,1	32,2	1,9	6,0%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Ricavi	130,8	175,3	(44,4)	(25,3%)
Costi	77,0	85,4	(8,4)	(9,9%)
Margine operativo lordo	53,9	89,8	(36,0)	(40,0%)
Risultato operativo	33,7	75,3	(41,6)	(55,2%)
Dipendenti medi	97	92	5	5,2%
Investimenti	41,1	30,3	10,8	35,7%

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Produzione	53,9	89,8	(36,0)	(40,0%)
Margine operativo lordo Gruppo	1.390,9	1.305,0	85,9	6,6%
Peso percentuale	3,9%	6,9%	(3,0 p.p.)	

L'EBITDA al 31 dicembre 2023 si è attestato a € 53,9 milioni e registra una riduzione di € 36,0 milioni, rispetto al 31 dicembre 2022, imputabile in prevalenza ad **Acea Produzione** (-€ 22,5 milioni) come conseguenza dei minori margini che risentono dell'importante riduzione dei prezzi sui mercati energetici (il prezzo MGP medio del 2023 è stato 126 €/MWh contro i 298 €/MWh del 2022), in parte compensati dalle maggiori quantità sull'energia prodotta da impianti idroelettrici (+89 GWh).

L'EBITDA del comparto **fotovoltaico** registra un decremento di € 13,4 milioni influenzato in parte dalla variazione di perimetro (-€ 4,7 milioni) derivante dalla cessione del controllo di una holding fotovoltaica del Gruppo Acea (Acea Sun Capital) a partire da aprile 2022 e in parte dalla svalutazione degli impianti soggetti ad attività

di *revamping* (-€ 9,1 milioni).

L'organico medio risulta in lieve incremento (+5 unità) rispetto al precedente esercizio; si specifica che le società fotovoltaiche non hanno personale dipendente.

Gli investimenti si attestano a € 41,1 milioni e registrano un incremento di € 10,8 milioni rispetto al precedente esercizio principalmente per effetto dei maggiori investimenti registrati da **Acea Solar** per la costruzione di impianti fotovoltaici sia su suoli agricoli che su suoli industriali. Gli investimenti di **Acea Produzione** risultano pari a € 8,3 milioni, in riduzione rispetto al precedente esercizio (-€ 1,9 milioni), e riguardano prevalentemente i lavori di riqualificazione e manutenzione degli impianti idroelettrici.

ENGINEERING & INFRASTRUCTURE PROJECTS

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Dati operativi

	U.M.	2023	2022	Variazione	Variazione %
Numero progetti	n.	60	75	(15)	(20,0%)
Numero cantieri EPC	n.	27	31	(4)	(12,9%)
Numero ispezioni sicurezza	n.	14.443	14.913	(470)	(3,2%)
Numero determinazioni	n.	1.039.344	1.017.004	22.340	2,2%
Numero campionamenti	n.	34.020	34.012	8	0,0%
Volumi rifiuti trattati	t	7.510	9.282	(1.772)	(19,1%)
Volumi acqua trattata	m ³	1.704.904	1.766.497	(61.593)	(3,5%)

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Ricavi	115,6	117,6	(2,0)	(1,7%)
Costi	105,7	104,4	1,3	1,2%
Margine operativo lordo	9,9	13,2	(3,3)	(24,8%)
Risultato operativo	2,0	3,7	(1,7)	(46,1%)
Dipendenti medi	478	456	22	4,9%
Investimenti	4,7	5,8	(1,1)	(18,8%)

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Engineering & Infrastructure Projects	9,9	13,2	(3,3)	(24,8%)
Margine operativo lordo Gruppo	1.390,9	1.305,0	85,9	6,6%
Peso percentuale	0,7%	1,0%	(0,3 p.p.)	

L'EBITDA dell'Area al 31 dicembre 2023 si è attestato a € 9,9 milioni in diminuzione rispetto al precedente esercizio per € 3,3 milioni. La variazione è attribuibile a **SIMAM** (-€ 3,1 milioni) come conseguenza delle minori attività di costruzione e trattamento acque rispetto al precedente esercizio e **TWS** (-€ 0,4 milioni) derivanti dalla riduzione del margine di costruzione e direzione lavori a seguito dello slittamento delle commesse.

L'organico medio al 31 dicembre 2023 si attesta a 478 unità e risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2022 (erano 456 unità). La variazione è imputabile in prevalenza a **SIMAM** (+23 unità). Gli investimenti si attestano a € 4,7 milioni, in aumento di € 1,1 milioni rispetto al precedente esercizio. Gli investimenti dell'area sono in prevalenza imputabili ad **Acea Infrastructure** (€ 2,2 milioni) per acquisti di attrezzature e software.

CORPORATE

DATI OPERATIVI E RISULTATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Ricavi	145,2	152,2	(7,0)	(4,6%)
Costi	186,8	195,9	(9,1)	(4,7%)
Margine operativo lordo	(41,6)	(43,7)	2,1	(4,7%)
Risultato operativo	(75,4)	(83,7)	8,3	(9,9%)
Dipendenti medi	733	717	16	2,3%
Investimenti	20,1	32,7	(12,6)	(38,4%)

Risultati economici e patrimoniali

€ milioni	2023	2022	Variazione	Variazione %
Margine operativo lordo Area Corporate	(41,6)	(43,7)	2,1	(4,7%)
Margine operativo lordo Gruppo	1.390,9	1.305,0	85,9	6,6%
Peso percentuale	(3,0%)	(3,3%)	0,4 p.p.	

Corporate chiude al 31 dicembre 2023 con un livello di EBITDA negativo di € 41,6 milioni in miglioramento rispetto allo stesso periodo del 2022 per € 2,1 milioni. La variazione è da ricondurre in prevalenza all'efficienza sui costi, compensata, in parte, dai maggiori costi del personale come conseguenza degli effetti su adeguamenti contrattuali e incremento dell'organico.

L'EBIT risulta negativo per € 75,4 milioni, in miglioramento rispetto al precedente esercizio di € 8,3 milioni come conseguenza, da un lato, dall'aumento dell'EBITDA e dall'altro da minori accantona-

menti a fondo oneri in particolare con riferimento alla mobilità del personale.

L'organico medio al 31 dicembre 2023 si attesta a 733 unità, in aumento rispetto al 2022 di 16 unità (erano 717 unità).

Gli investimenti si attestano a € 20,1 milioni (€ 32,7 milioni al 31 dicembre 2022) in riduzione rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e si riferiscono principalmente a licenze software, sviluppi informatici e a investimenti sulle sedi a uso aziendale.

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI NEL CORSO DEL PERIODO E SUCCESSIVAMENTE

Acea - Completato con successo il collocamento di un Green Bond da € 500 milioni e il successivo TAP Issue da € 200 milioni

In data 17 gennaio 2023 Acea ha completato con successo il collocamento dell'emissione di un Green Bond per un importo complessivo pari a € 500 milioni, tasso 3,875%, scadenza al 24 gennaio 2031.

L'emissione, che rientra nell'ambito del Green Financing Framework e a valere sul programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da € 5 miliardi, ha registrato un grande successo, ricevendo richieste finali pari a circa 3 volte l'ammontare offerto da parte di investitori di rango primario e rappresentativi di numerose aree geografiche, principalmente in ambito green.

I proventi saranno destinati a finanziare specifici progetti che perseguono obiettivi di sostenibilità, in particolare, quelli relativi alla resilienza della rete di distribuzione elettrica, all'efficienza energetica, alla mobilità elettrica, allo sviluppo dell'economia circolare, all'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili e alla protezione della risorsa idrica. L'emissione è destinata esclusivamente a investitori istituzionali dell'Euromercato.

In data 3 febbraio 2023 Acea ha concluso con successo la riapertura dell'emissione obbligazionaria in formato Green effettuata il 17 gennaio 2023 (tasso 3,875%, scadenza 24 gennaio 2031) per un importo pari a € 200 milioni ("TAP Issue"). La TAP Issue ha ricevuto richieste finali pari a oltre 1,5 volte l'ammontare offerto. I titoli, che hanno un taglio unitario minimo di € 100.000 e un tasso pari al 3,875%, sono stati collocati a un prezzo di emissione pari al 100,368% che implica un rendimento pari al 3,820% corrispondente a un rendimento di 105 punti base sopra il tasso *midswap*, consentendo un ulteriore miglioramento dei termini già molto convenienti dell'emissione originaria.

Acea sale al 100% in Deco - Acquisito il restante 35% della società, principale operatore nel settore ambiente in Abruzzo

In data 23 gennaio 2023, Acea acquisisce il restante 35% del capitale di Deco, società attiva nel settore dei rifiuti in Abruzzo di cui deteneva il 65% in seguito all'acquisizione, il cui closing si è perfezionato a novembre del 2021. La Società si occupa della progettazione, realizzazione e gestione di impianti di trattamento, smaltimento e recupero dei rifiuti solidi urbani e di impianti di recupero energetico da fonti rinnovabili.

Acea - Michaela Castelli si dimette dalla carica di Presidente per motivi personali

Acea comunica che, in data 14 febbraio 2023, l'avvocato Michaela Castelli ha rassegnato le proprie dimissioni, con effetto immediato, dalla carica di Consigliere e Presidente del Consiglio di Amministrazione di Acea SpA.

Acea - Barbara Marinali nominata nuovo Presidente del Consiglio di Amministrazione

In data 17 febbraio 2023, il Consiglio di Amministrazione di Acea SpA, su proposta del Comitato per le Nomine e la Remunerazione e con deliberazione approvata dal Collegio Sindacale, ha nominato per cooptazione, ai sensi dell'art. 2386 del cod. civ. e dell'art. 15 dello Statuto, Barbara Marinali quale nuovo Consigliere non esecutivo, in sostituzione di Michaela Castelli, dimessasi il 14 febbraio 2023. Il Consiglio di Amministrazione ha altresì conferito a Barbara Marinali l'incarico di Presidente del Consiglio di Amministrazione.

Acea - Presentata la manifestazione di interesse per il termovalorizzatore di Roma

In data 1° marzo 2023 Acea Ambiente, società controllata da Acea, ha risposto all'avviso pubblico indetto dal Comune di Roma per la ricerca di operatori economici interessati alla presentazione di proposte di *project financing* 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 la propria manifestazione di interesse unitamente a importanti partner nazionali e internazionali, quali Hitachi Zosen Inova, Vianini Lavori e Suez, a valle delle favorevoli determinazioni dei competenti organi societari di Acea Ambiente medesima e di Acea (anche ai sensi delle previsioni di cui alla Procedura per le Operazioni con Parti Correlate del Gruppo Acea).

Acea - Top Utility Ricerca e Innovazione RSE 2023

In data 9 marzo 2023 è stato assegnato ad Acea il premio Top Utility Ricerca e Innovazione RSE. Acea ha vinto nella categoria Ricerca e Innovazione per "la capacità di sviluppare progetti di ricerca che applicano tecnologie digitali e di cybersecurity innovative ai sistemi di telecontrollo delle infrastrutture fisiche; sperimentano piattaforme ICT sicure che abilitano la partecipazione di utenze diffuse e di piccola taglia ai mercati della flessibilità energetica; coinvolgono ricercatori, operatori, costruttori e start-up nel processo di innovazione tecnologica".

Acea - Fitch Ratings conferma il rating di Acea a "BBB+" e modifica l'outlook da "stabile" a "negativo"

In data 15 marzo 2023 Fitch Ratings ha confermato per Acea il Long-Term Issuer Default Rating (IDR) a "BBB+", lo Short-Term IDR a "F2" e il Long-Term Senior Unsecured Rating a "BBB+". Contestualmente l'Agenzia ha comunicato di aver cambiato l'outlook sulla Società da "stabile" a "negativo". La modifica dell'outlook riflette le attese sull'incremento del leverage, dovuto all'assorbimento di cassa per l'andamento del circolante e l'accelerazione sugli investimenti del Gruppo relativo al 2022. La conferma del rating "BBB+" riflette il focus strategico di Acea sulle attività regolate, unitamente alla solidità della gestione operativa.

Acea - Assemblea approva Bilancio 2022, nomina nuovo CdA e conferma dividendo di € 0,85

In data 18 aprile 2023, l'Assemblea degli Azionisti di Acea SpA, in prima convocazione, in sede Straordinaria e Ordinaria ha approvato il Bilancio di esercizio e consolidato al 31 dicembre 2022, ha deliberato la destinazione dell'utile di esercizio 2022 e ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione.

L'Assemblea, in sede straordinaria, ha approvato la modifica all'articolo 15 dello Statuto Sociale. L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti ha dunque determinato in tredici i componenti del Consiglio di Amministrazione e ha deliberato di nominare il nuovo Consiglio di Amministrazione che resterà in carica per tre esercizi e precisamente fino all'approvazione del Bilancio relativo all'esercizio 2025. L'elezione dei componenti dell'Organo amministrativo è avvenuta con voto di lista, secondo le modalità stabilite all'articolo 15 dello Statuto Sociale nella nuova formulazione approvata dall'Assemblea. Nel nuovo Consiglio di Amministrazione risultano eletti:

- Barbara Marinali, Fabrizio Palermo, Nathalie Tocci, Angelo Piazza, Elisabetta Maggini, Alessandro Picardi e Luisa Melara, sulla base della lista presentata dal Socio Roma Capitale, titolare del 51% del capitale sociale di Acea SpA che ha conseguito la maggioranza dei voti (il 68,08% circa delle azioni ammesse al voto);
- Thomas Devedjian e Vincenza Patrizia Rutigliano, sulla base della lista presentata dal Socio Suez International SAS titolare del 23,33% del capitale sociale di Acea SpA;
- Alessandro Caltagirone e Massimiliano Capece Minutolo Del Sasso, sulla base della lista presentata dal Socio Fincal SpA, titolare del 3,19% del capitale sociale di Acea SpA;
- Antonino Cusimano e Antonella Rosa Bianchessi, sulla base della lista presentata da un gruppo di società di gestione del risparmio e investitori istituzionali, titolare complessivamente dell'1,17% del capitale sociale di Acea SpA.

Ai sensi della vigente normativa in materia e dello Statuto è stato rispettato il criterio di riparto tra i generi.

Barbara Marinali è stata confermata Presidente del Consiglio di Amministrazione.

Acea e ASM Terni - Perfezionato il secondo closing della multiutility integrata umbra

In data 20 aprile 2023 si è perfezionato il secondo closing che conclude l'operazione di aggregazione societaria tra Acea, ASM Terni e il Comune di Terni, a esito della procedura a evidenza pubblica avviata da ASM Terni. A seguito del perfezionamento di questo accordo la partecipazione di Acea nel capitale sociale di ASM Terni sale al 45% e la utility umbra acquisisce il 20% del capitale di Orvieto Ambiente, la società spinoff di Acea Ambiente. Si rafforza così la prima multiutility integrata umbra, una realtà industriale attiva nel settore idrico, nella gestione dei rifiuti, nella produzione di energia elettrica e nella distribuzione e vendita di elettricità e gas.

Acea - Completata l'acquisizione di SIMAM

In data 21 aprile 2023 Acea ha completato l'acquisizione del restante 30% di SIMAM (Servizi Industriali Manageriali Ambientali), società specializzata nell'ingegneria e nella realizzazione e gestione di impianti per il trattamento delle acque e dei rifiuti, negli interventi ambientali e nelle bonifiche, con soluzioni integrate ad alto contenuto tecnologico. Nel corso degli ultimi tre anni, Acea ha sviluppato nuove competenze, know-how e implementato nuove soluzioni di alto valore tecnologico nel campo della progettazione e del project management, consolidando le sue capacità nella costruzione e ma-

nutenzione di infrastrutture, per una gestione sempre più sostenibile, innovativa ed efficiente dei servizi legati al proprio business.

Acea - Il nuovo CdA conferma Fabrizio Palermo Amministratore Delegato

In data 3 maggio 2023, il Consiglio di Amministrazione di Acea ha nominato Amministratore Delegato e Direttore Generale della Società Fabrizio Palermo, al quale sono stati conferiti i poteri per la gestione ordinaria della Società e del Gruppo. Alla Presidente Barbara Marinali, oltre alle funzioni statutarie di rappresentanza, sono state riconosciute dal Consiglio specifiche attribuzioni, tra cui quelle in materia di Corporate Governance. Nel corso della stessa riunione, il Consiglio di Amministrazione ha inoltre nominato Fabio Paris Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Acea SpA.

Acea - Firmata con le Organizzazioni Sindacali la "Carta della Persona e della Partecipazione"

In data 15 maggio 2023, è stato sottoscritto da Acea e dalle Organizzazioni Sindacali il Protocollo "Carta della Persona e della Partecipazione di Acea", a seguito di un confronto sindacale partito nel mese di febbraio. A firmare il Protocollo sono state le OO.SS. FILCTEM-CGIL, FLAEI-CISL, FEMCA-CISL, UILTEC-UIL, oltre a CISAL Federenergia, UGL Chimici Energia, USB Lavoro Privato e l'Associazione Capi Intermedi e Quadri. Il Protocollo delinea un rinnovato modello di Relazioni Industriali fondato su un'interlocuzione ancora più partecipativa e integrata, con l'obiettivo di rafforzare le relazioni sindacali, valorizzando il coinvolgimento e mettendo al centro le persone.

Acea - Firmata un'intesa di partnership con Acquedotto Pugliese

In data 21 giugno 2023, al *Water Innovation Summit* di Bari, le due società hanno firmato un memorandum per sviluppare collaborazioni e progetti relativi alla tutela della risorsa idrica, allo sviluppo tecnologico e agli aspetti regolatori del settore. Acea e Acquedotto Pugliese (AQP), i due principali operatori italiani nel settore del servizio idrico integrato, hanno firmato un memorandum per lo sviluppo congiunto di progetti di collaborazione sul tema della tutela della risorsa idrica e dell'innovazione tecnologica. L'intesa è stata sottoscritta dall'Amministratore Delegato di Acea Fabrizio Palermo e dal Presidente di AQP Domenico Laforgia con l'obiettivo di condividere le rispettive competenze nell'ambito del settore idrico, per dotare le infrastrutture nazionali di soluzioni gestionali e operative efficaci e tecnologicamente avanzate.

Acea - Sabrina Di Bartolomeo nominata Dirigente Preposto

In data 23 giugno 2023, il Consiglio di Amministrazione di Acea ha deliberato di nominare, con il parere favorevole del Collegio Sindacale e con effetto immediato, Sabrina Di Bartolomeo Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 59/98, quale Chief Financial Officer di Acea e in sostituzione di Fabio Paris che, a conclusione del proprio percorso lavorativo in Acea, ha comunicato la propria rinuncia alla carica.

Acea - Dalla BEI (Banca Europea per gli Investimenti) € 435 milioni per migliorare la qualità e la resilienza del servizio idrico

In data 6 luglio 2023 è stata sottoscritta la prima tranche di € 235 milioni del finanziamento Acea - BEI di complessivi € 435 milioni

approvati dal Consiglio di Amministrazione della Bei. 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. Grazie al sostegno della BEI, Acea inoltre aumenterà la resilienza del servizio idrico contro futuri eventi meteorologici estremi come la siccità. Potenziare e migliorare l'infrastruttura al fine di fornire un servizio idrico più efficiente e resiliente per i cittadini è il principale obiettivo del finanziamento da € 435 milioni concesso dalla BEI ad Acea. La transazione è stata siglata a Roma dal Direttore Generale per le Operazioni BEI Jean-Christophe Laloux e da Sabrina Di Bartolomeo, Chief Financial Officer di Acea.

Acea - Standard Ethics eleva il rating di sostenibilità

In data 12 luglio 2023, Standard Ethics ha elevato il Corporate Standard Ethics Rating (SER) di Acea a "EE+" dal precedente "EE" con Outlook "Positivo". Il primo Corporate SER assegnato alla Società risale al 2019. La Società è una costituente dello SE Mid Italian Index e dello SE European Multi-Utilities Index.

Acea - Protocollo Quadro Nazionale per la tutela della legalità

Il 19 luglio 2023, il Ministro dell'interno Matteo Piantedosi e l'Amministratore Delegato di Acea Fabrizio Palermo hanno siglato un Protocollo Quadro Nazionale per la tutela della legalità con l'obiettivo di rafforzare l'impegno comune contro potenziali fenomeni corruttivi e rischi di infiltrazioni della criminalità organizzata in settori societari di rilievo strategico nazionale, tra i quali la gestione delle reti idroelettriche e dei rifiuti.

Acea - Una nuova organizzazione per affrontare le sfide future

In data 12 settembre 2023 Acea ha varato una nuova organizzazione aziendale basata su tre leve: l'ingresso di nuove professionalità, il ricambio generazionale e la collocazione di donne nei ruoli di vertice. La nuova organizzazione vede la nascita di due vicedirezioni: la Direzione Deputy General Manager Corporate e la Direzione Deputy General Manager Operations.

Acea - Il Gruppo Acea ottiene da Science Based Targets initiative (SBTi) la validazione dei propri obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti (GHG)

In data 14 settembre 2023 Acea ha ottenuto da Science Based Targets initiative (SBTi) la validazione dei propri obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti (GHG). I target valutati riguardano le emissioni di gas a effetto serra dirette e indirette. La certificazione rappresenta un significativo riconoscimento del percorso di decarbonizzazione intrapreso da Acea a sostegno della transizione energetica. Il Gruppo Acea si è impegnato a raggiungere i seguenti obiettivi: ridurre, entro il 2032, del 56% le emissioni GHG per MWh di energia generata, rispetto al 2020; nello stesso arco di tempo, ridurre del 32% le emissioni GHG indirette e del 56% quelle derivanti dalla produzione di energia e dall'approvvigionamento di combustibili ed energia, inclusa quella venduta; infine, la riduzione del 30% delle emissioni dovute al gas erogato e venduto ai clienti. SBTi ha valutato i target di Acea in linea con la traiettoria "Well below 2°C", l'obiettivo stabilito dall'Accordo di Parigi del 2015 per contenere l'innalzamento della temperatura globale ben al di sotto dei

2°C rispetto ai livelli preindustriali.

Acea - Protocolli di Legalità

Il 15 settembre 2023, Acea e la Prefettura di Roma hanno siglato quattro Protocolli di Legalità per i cantieri delle grandi opere idriche nella Capitale.

Acea - Il CdA approva la proposta transattiva con Roma Capitale in materia di Illuminazione Pubblica

In data 27 settembre 2023, il Consiglio di Amministrazione di Acea 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 relativi al servizio per l'Illuminazione Pubblica erogato dal Gruppo Acea. La risoluzione consensuale, stante la natura di servizio pubblico essenziale ai sensi della normativa applicabile, avverrà necessariamente alla data di effettiva presa in carico da parte dell'operatore che ne risulterà aggiudicatario a esito dell'esperimento, da parte di Roma Capitale, delle procedure che saranno avviate per l'affidamento del servizio. 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, a esito di reciproche rinunzie delle parti, il riconoscimento di crediti vantati dal Gruppo Acea nei confronti di Roma Capitale, dell'importo complessivo di circa € 100,6 milioni. La transazione non avrà impatti economico-finanziari significativi al 31 dicembre 2023 avendo già la società aggiornato le proprie stime secondo i criteri previsti dalla normativa applicabile. L'Accordo Transattivo – il cui contenuto rispecchia le interlocuzioni fra le parti a seguito del parere dell'AGCM del 1° dicembre 2020 – potrà essere perfezionato subordinatamente al positivo completamento dell'iter deliberativo di Roma Capitale. La prospettata sottoscrizione dell'Accordo Transattivo si configura come operazione tra parti correlate di maggiore rilevanza, ai sensi della Procedura OPC di Acea nonché dell'Allegato 1 al Regolamento adottato dalla CONSOB con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, alla luce del fatto che Acea è controllata da Roma Capitale, ai sensi dell'art. 2359, comma 1, n. 1, del c.c., e che il controvalore complessivo dell'operazione supera la soglia di materialità di cui all'art. 1.2 e all'Allegato 1 della stessa Procedura per le Operazioni con Parti Correlate. In considerazione di quanto precede, Acea provvederà alla pubblicazione di un apposito documento informativo – ai sensi dell'art. 5 del Regolamento OPC – entro il termine di 7 giorni successivo alla sottoscrizione dell'Accordo Transattivo.

Premio qualità tecnica e contrattuale

Con le delibere nn.476 e 477, pubblicate il 17 ottobre 2023, ARERA conclude i procedimenti per le valutazioni quantitative, relative al biennio 2020-2021, previste dal meccanismo di incentivazione della qualità contrattuale e della qualità tecnica del Servizio Idrico Integrato avviati nei primi mesi del 2023. Il meccanismo incentivante (afferente sia i premi che le penali) relativo alla qualità contrattuale – disciplinata dall'allegato A alla delibera 655/15 – prevede il rispetto degli obiettivi previsti per i 2 macro-indicatori relativi all'"Avvio e cessazione del rapporto contrattuale" - MC1 e alla "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio" - MC2. Tali standard sono composti complessivamente da 42 indicatori semplici afferenti alle prestazioni riconducibili ai macro-indicatori principali. Gli esiti inerenti alla qualità tecnica – disciplinati dall'allegato A alla delibera 917/17 – riporta i premi e le penali relative ai 6 macro-indicatori stabiliti dall'ARERA in tema di Perdite idriche

(M1), Interruzioni del servizio (M2), Qualità dell'acqua distribuita (M3), Adeguatezza del sistema fognario (M4), Smaltimento dei fanghi in discarica (M5) e Qualità dell'acqua depurata (M6).

I premi attribuiti ai gestori che hanno rispettato gli obiettivi imposti dalla regolazione sono resi disponibili dal "Conto per la promozione della qualità dei servizi di acquedotto, fognatura e depurazione" istituito presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) cui è destinato il gettito della componente tariffaria UI2 con attribuzione di un peso dell'80% del totale alla regolazione di qualità tecnica e del 20% alla qualità contrattuale.

Acea - Protocollo sicurezza e la qualità del lavoro

Il 20 ottobre 2023, Acea ha siglato con le organizzazioni sindacali un Protocollo in materia di appalti per rafforzare la sicurezza e la qualità del lavoro con ricadute positive sui territori in cui operano le società del Gruppo.

Acea - Thomas Devedjian si dimette dalla carica di Consigliere

Il 31 ottobre 2023, Acea ha comunicato di aver ricevuto le dimissioni dalla carica di Consigliere di Amministrazione di Thomas Devedjian, nominato dalla lista presentata dal Socio Suez International nell'Assemblea del 18 aprile 2023; tale decisione è motivata da sopravvenuti impegni professionali cui lo stesso è chiamato.

Acea - Francesca Menabuoni nuovo Consigliere per cooptazione

A seguito delle dimissioni del Consigliere di Amministrazione Thomas Devedjian il Consiglio di Amministrazione nella seduta del 10 novembre 2023 ha nominato per cooptazione Francesca Menabuoni quale nuovo Consigliere non esecutivo della società.

Acea - Moody's conferma il rating di Acea a "Baa2" e migliora l'outlook da "negativo" a "stabile"

In data 21 novembre 2023 Moody's ha migliorato l'outlook di Acea da "negativo" a "stabile". Contemporaneamente l'Agenzia di rating ha confermato il long-term issuer rating e il senior unsecured rating al livello "Baa2", il Baseline Credit Assessment al livello "baa2", così come il livello "(P)Baa2" assegnato al programma EMTN. Il miglioramento dell'outlook di Acea segue la medesima dinamica registrata dal debito sovrano italiano. La modifica riflette, inoltre, il "solido profilo finanziario" della Società e il fatto che l'outlook di Acea era stato precedentemente influenzato sfavorevolmente dall'outlook negativo sul rating sovrano. I rating di Acea restano un livello al di sopra di quelli del Governo italiano in virtù della qualità del portafoglio di business diversificato e del focus strategico del Gruppo sulle attività regolate.

Acea - Intesa tra Acea e BF per la tutela e il riuso della risorsa idrica nel settore agro-industriale ed energetico

In data 9 dicembre 2023, Acea e BF SpA ("BF") – attiva, attraverso le sue partecipate, in tutti i comparti della filiera agroindustriale italiana hanno firmato un *memorandum of understanding* ("MoU") per lo sviluppo di possibili collaborazioni volte alla tutela e al riutilizzo della risorsa idrica negli ambiti agricolo, idrico ed energetico, in ottica di ampliamento dei rispettivi business.

Acea - COP28

Il Gruppo Acea, in data 12 dicembre 2023, leader nel settore idrico in Italia, impegnato nella prevenzione dei rischi legati alla siccità e nella riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, ha contribuito alla Conferenza mondiale sul clima, COP28, partecipando ai lavori tenutisi a Dubai. L'azienda rientra in quel 20% di imprese italiane che ha adottato un proprio piano di azione climatica, e in quel 17% che ha fissato obiettivi di riduzione delle proprie emissioni climateranti. Acea, infatti, è stato uno dei primi gruppi industriali italiani a redigere il Bilancio di Sostenibilità, ad attuare una strategia per la tutela della risorsa idrica e utilizzare energia verde prodotta da fonti rinnovabili. Quest'anno Acea ha ottenuto da Science Based Targets initiative la validazione dei propri obiettivi di riduzione delle emissioni di anidride carbonica: il 56% entro il 2032. Una certificazione che rappresenta un significativo passaggio nel percorso di decarbonizzazione intrapreso da Acea a sostegno della transizione energetica. Per il secondo anno consecutivo, inoltre, l'azienda l'ha vinto il premio ARERA, Autorità di regolazione nazionale, come miglior gestore per la riduzione del tasso di perdite idriche.

Acea - Intesa tra Acea e Coldiretti, BF e ANBI per la tutela e il riuso della risorsa idrica

In data 20 dicembre 2023, Acea Confederazione nazionale Coldiretti, Associazione Nazionale Consorzi di gestione e tutela del territorio e acque irrigue e BF SpA – attiva, attraverso le sue partecipate, in tutti i comparti della filiera agroindustriale italiana – hanno siglato un *memorandum of understanding* ("MoU") al fine di sviluppare sinergie e possibili collaborazioni volte alla tutela e al riutilizzo dell'acqua negli ambiti agricolo, idrico ed energetico.

Acea - Pubblicazione documentazione scissione parziale mediante scorporo

L'operazione di scissione parziale mediante scorporo, ai sensi dell'art. 2506.1 cc e seguenti, si esplica in una riorganizzazione societaria delle attività rientranti nel ramo d'azienda riguardante la gestione dei servizi idrici integrati, e ha ad oggetto il trasferimento di detto ramo d'azienda a favore di una società di nuova costituzione che sarà interamente partecipata da Acea. La documentazione è stata pubblicata in data 22 dicembre 2023 sul sito istituzionale del Gruppo.

Acea - Presentazione di una proposta di project financing per l'affidamento dei servizi di Illuminazione Pubblica e di smart city della città di Roma

Il Consiglio di Amministrazione di Acea, riunitosi in data 22 dicembre 2023, previo esame preliminare da parte del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, ha approvato la definizione e presentazione a Roma Capitale, da parte di a.cities Srl, società interamente controllata da Acea, di una proposta spontanea di project financing per l'affidamento in concessione, ai sensi dell'articolo 193 del Codice dei Contratti Pubblici, dell'intervento relativo alla gestione, ammodernamento e digitalizzazione della rete e del servizio di illuminazione pubblica della città di Roma e della realizzazione di servizi innovativi di smart city.

Acea - Vinti due appalti nel centro-sud per opere idrauliche e la digitalizzazione delle reti

Il 17 gennaio 2024, 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 - Pubblicazione del secondo Green Bond Report

Nel mese di gennaio 2024 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 a € 900 milioni, a valere sul programma EMTN, e articolato in due serie, di cui una di € 300 milioni e scadenza nel 2025 e 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 - Top Employers Italia 2024

Il 18 gennaio 2024, 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 - Carbon Disclosure Project (CDP)

Il 22 febbraio 2024, la Carbon Disclosure Project (CDP) ha comunicato la promozione di Acea tra i leader del contrasto al cambiamento climatico. L'Azienda ha ottenuto il rating "A-", migliorando la valutazione "B" dello scorso anno nel Questionario CDP-Climate. Acea si posiziona nella fascia "Leadership" con le imprese più impegnate nella lotta al climate change, in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, collocandosi sopra la media europea (rating B) e delle *energy utility* (rating B).

Acea - Protocollo d'intesa MIM-Acea

Il 27 febbraio 2024, 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 1° grado.

Conseguenze dei fenomeni geopolitici, climatici ed energetici

Se l'anno 2022 è passato alla storia per i fenomeni geopolitici, climatici ed energetici estremi che ne hanno segnato il corso, l'anno 2023 è stato caratterizzato da un sostanziale rilassamento delle tensioni sui mercati energetici, dato il progressivo consolidarsi di fondamentali ribassisti: domanda in crollo, temperature invernali/autunnali miti, stoccaggi costantemente su livelli massimi storici, produzione idroelettrica e disponibilità nucleare francese in recupero dall'Annus horribilis 2022.

Conseguentemente, i prezzi dell'energia elettrica e gas hanno mostrato una graduale discesa fino a metà anno, convergendo su livelli di metà 2021, ovvero di inizio crisi energetica. Le cicatrici di quest'ultima e il mutato contesto globale di offerta gas hanno reso i mercati europei molto più nervosi e sensibili a contingenti tensioni internazionali e geopolitiche verificatesi nella seconda metà dell'anno, in primis lo scoppio del conflitto Israele-Hamas, impedendo ulteriori ribassi.

Nonostante permanga sullo sfondo una situazione di incertezza legata al perdurare del conflitto Russia-Ucraina, i prezzi delle materie prime si erano relativamente stabilizzati nel primo semestre 2023, dopo la forte crescita registrata nel 2022. L'andamento dei mercati energetici ha visto quotazioni all'ingrosso del gas in deciso calo, nel secondo trimestre 2023, grazie a un'offerta abbondante rispetto alla domanda, che ha permesso di raggiungere un livello degli stoccaggi europei di oltre il 70% della capacità. La discesa dei prezzi si è tuttavia arrestata nel mese di giugno, anche a causa di qualche criticità dovuta all'indisponibilità di alcune infrastrutture produttive norvegesi.

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 variazioni climatiche e rischi di mercato finanziario (rischi esterni) e rischi operativi e ambientali 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 realizzato mediante l'integrazione di due approcci complementari (Enterprise Risk Management e gestione rischi nel continuo), 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 una strategia 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'identificazione, il regolare aggiornamento e la lettura integrata di 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, a 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 e 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 e 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 e 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 Servizio 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 alla 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 derivare dal perdurare della crisi internazionale. L'analisi di rischio elaborata nel corso dell'anno ha tuttavia evidenziato per i business del Gruppo Acea un aumento della rischiosità in alcuni ambiti (per es., prezzo commodity, catena di fornitura ecc.) trattati più nel dettaglio nei paragrafi successivi e tutti oggetto di specifiche azioni di risposta e monitoraggio.

Il management è attualmente impegnato a monitorare la situazione sui mercati internazionali e proseguirà nel corso dei prossimi mesi una 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. Stante la situazione di assoluta incertezza, il Gruppo Acea provvederà a riflettere nel Piano Industriale gli eventuali impatti a oggi indeterminabili. Come precedentemente illustrato gli effetti del conflitto sulle condizioni economico-finanziarie mondiali non sono riscontrabili esclusivamente in quelle società i cui investimenti o attività operative risultano principalmente localizzati in Russia, Bielorussia e/o Ucraina o che intrattengono relazioni commerciali con società terze operanti nei medesimi Paesi, ma nella totalità delle aziende, trovandosi queste ultime in un ambiente economico-finanziario fortemente indebolito con tassi di interesse in rialzo.

Il Gruppo Acea ha pertanto condotto una analisi di mercato e di

possibili diversi scenari sviluppando in tal modo un modello economico-finanziario per la stima delle relazioni esistenti tra le principali grandezze economico-finanziarie di interesse delle diverse società e agli impianti di Acea, con particolare riferimento ai margini, e le principali variabili macroeconomiche. Le principali fasi dell'analisi sono concentrate nella individuazione di possibili scenari alternativi, nella raccolta e analisi dei dati relativi a tutte le società e impianti del Gruppo e infine, sulla base degli scenari elaborati e del modello stimato, sono state formulate previsioni sul possibile andamento futuro dei financials di Acea. Dalle analisi condotte non si ha evidenza statistica, a seguito dell'attuale contesto macroeconomico, di impatti significativi sui diversi business di Acea.

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 (per 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 affrontate tramite l'implementazione di strutturati strumenti di governo degli asset, specifici per ciascun ambito di business (per 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 a incrementare la resilienza delle infrastrutture dei vari territori (per es. la progettualità inerente l'acquedotto del Peschiera- Le Capore). La parte residuale dei rischi da eventi naturali viene trasferita 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 energetico-climatici.

Nel *Global Risks Report 2023* del World Economic Forum, le sfide ambientali emergono come le principali minacce globali percepite più gravi per i prossimi 10 anni, confermando l'importanza di una visione globale sui temi ambientali e climatici. Nel corso del 2023, la COP28, che si è tenuta a Dubai, ha ospitato il primo *global stocktake*, ovvero il momento in cui valutare l'effetto congiunto di tutti i

contributi determinati a livello nazionale (Nationally Determined Contributions - NDC). In tale contesto, le parti hanno definito un Accordo per accelerare la transizione globale promuovendo la formula "transition away", includendo per la prima volta nella storia il riferimento esplicito al superamento dei combustibili fossili per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e convenendo di triplicare l'energia rinnovabile e raddoppiare gli impegni per l'efficienza energetica. 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 la COP28, 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.

Il 2023 è stato un anno decisivo per le future politiche ambientali europee. Il Parlamento ha approvato anche la Nature Restoration Law, la prima legislazione europea che mira esplicitamente al ripristino della natura con obiettivi giuridicamente vincolanti per gli Stati membri. Durante lo European Business & Nature Summit a Milano, nell'ottobre 2023, aziende, istituzioni finanziarie, governi e rappresentanti accademici e della società civile si sono riuniti per discutere su come le imprese possano rispettare gli impegni del Quadro Globale per la Biodiversità Kunming-Montreal (GBF), adottato nel 2022. L'evento ha visto anche il lancio della European Business and Nature Charter.

Nel 2023, la Taskforce on Nature-related Financial Disclosure (TNFD) ha emesso il documento finale contenente Raccomandazioni legate alla natura rivolte a 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. Il Gruppo, anche nel 2023, ha partecipato al Carbon Disclosure Project (CDP) migliorando il proprio posizionamento nella valutazione CDP (già Carbon Disclosure Project) passando da B ad A-. 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.

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 adottato uno specifico Programma di Compliance Anti-

trust e ha nominato il Referente Antitrust di Holding. Il Programma si pone come obiettivo principale il rafforzamento dei presidi interni volti a prevenire la violazione della normativa, attraverso l'implementazione di strumenti normativi e 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 e 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 conformi, con particolare riguardo per il Gruppo Acea alle violazioni in materia di ambiente (generati, per 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.

A seguito dell'introduzione di alcuni delitti che sono andati ad ampliare il catalogo dei reati presupposto in grado di attivare la responsabilità degli Enti ai sensi del D.Lgs. 231/2001, il Gruppo Acea ha avviato il progressivo aggiornamento dei rispettivi modelli organizzativi delle società, a partire da quello di Acea SpA. Sono state inoltre avviate le attività propedeutiche per l'aggiornamento del Modello alla legge di conversione del D.L. n. 124/2019 del 17 dicembre 2019, entrata in vigore il 25 dicembre 2019, che ha introdotto tra i reati presupposto ex D.Lgs. 231/01 alcuni delitti tributari, e al D.Lgs. 75 del 14 luglio 2020 di recepimento della c.d. Direttiva PIF.

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 alla 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 Infrastructure 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. Si registrano anche contestazioni per reati societari relativi alla sola Acea Ato5 interessata da indagini e procedimenti che afferiscono a fattispecie rilevanti ai sensi del D.Lgs. 231/01 in materia di ambiente e di reati societari. In particolare, relativamente ai reati societari, nell'ambito del procedimento 2031/16, che riguarda gli esercizi 2015, 2016 e 2017, risultano indagati per ipotesi di reato asseritamente riconducibili al falso in bilancio e false comunicazioni sociali i Presidenti della Società, nonché i rappresentanti degli organi di controllo in carica nei suddetti esercizi. Nel corso del 2020 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari, ex art. 415 bis.

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.

Tra gli ulteriori rischi normativi che possono potenzialmente assumere particolare rilevanza per il Gruppo Acea, si evidenziano infine quelli derivanti dal Regolamento Privacy (UE) 2016/679 GDPR. Il programma di adeguamento svolto dal Gruppo Acea ha consentito di definire e realizzare 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 stati avviati tavoli di lavoro societari per customizzare il Modello di gruppo nelle singole realtà, con effetti sull'implementazione e/o il fine tuning di processi a 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 a eventuali politiche aggressive dei principali competitor. Le società dell'Area risultano, altresì, esposte al rischio di potenziali impatti economico-finanziari dovuti a una eventuale parziale efficacia delle iniziative commerciali, finalizzate a consolidare e 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, a 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, a partire da luglio 2024, vedrà 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 a effettuare qualsivoglia azione commerciale sui clienti del SMT dei clienti vulnerabili; 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.

Infrastrutture energetiche

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'anno 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 Generazione

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 a 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 s.m.i. - 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 dei siti produttivi/unità operative ove risultano specificate le matrici di responsabilità e 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 (di seguito Sistema o SGI), adottato dalla Società ai sensi delle norme ISO 9001:2015 – ISO14001:2015 – ISO 45001:2018, certificato da Ente esterno di controllo accreditato, rispettivamente con n. 44357/23/S – EMS-5491/S – OHS-2046.

L'indirizzo del Sistema, quale strumento funzionale, a:

- 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 razionali 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.

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

Area Ambiente

Gli impianti di Terni e San Vittore del Lazio sono stati interessati da progetti di ottimizzazione e revamping che presentano rischi tipicamente connessi alla realizzazione di infrastrutture industriali complesse (per es., eventuali difetti di realizzazione e di performance).

Gli impianti di Orvieto, e più recentemente Aprilia e Monterotondo, hanno completato un importante intervento di riqualificazione dei processi di recupero ai fini del compostaggio, mentre gli impianti di Sabaudia e di Chiusi sono interessati da importanti interventi di ampliamento e riqualificazione, in corso di autorizzazione (Sabaudia) o appena autorizzati (Chiusi).

Per quanto attiene, invece, 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. Ciò, sia sotto un profilo economico, sia 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 trattamento dei rifiuti, 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 alla 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 di ingresso. 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.

Per tale motivo sono state attivate specifiche procedure di verifica

e controllo dei materiali di ingresso mediante prelievi a 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 alla sicurezza informatica di sistemi, infrastrutture, reti e altri dispositivi elettronici nell'ambito dei servizi erogati o 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 e internazionali di settore, al fine di innalzare la propria resilienza ai fenomeni di questa natura, eventi possibili ripercussioni in termini di *business interruption* e non compliance normativa. Sono state implementate misure tecnologiche e 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 tutti i servizi IT Corporate. I servizi essenziali (quali la distribuzione di energia elettrica e 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 e 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'incidente, quindi, successivamente, due notifiche integrative più una terza il 21 aprile u.s. 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, 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 u.s., 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 u.s. Al termine di questa seconda giornata, il GPDP ha concesso il termine del 31/07 p.v. 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 e accertamenti istruttori, si deve rilevare che allo stato non è possibile prevedere, sulla base delle informazioni a 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 e allegata alla presente lettera, tenendo anche in considerazione il fatto che è stato rispettato l'iter normativo della notifica al Garante. L'evento non ha determinato rettifiche ai dati e alle informazioni fornite per la redazione del bilancio consolidato 2023 del Gruppo Acea.

RISCHIO DI 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

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 EUA;
- **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.

Acea SpA, attraverso l'attività svolta dall'Unità *Commodity Risk Control* della Funzione Finanza nell'ambito della Direzione Amministrazione, Finanza e Controllo, assicura l'analisi e la misurazione dell'esposizione ai rischi di mercato, interagendo con l'Unità *Energy Management* di Acea Energia, verificando il rispetto dei limiti e criteri generali di Gestione dei Rischi del Settore Commerciale e Trading adottati dalla stessa e dalla Direzione Amministrazione, Finanza e Controllo in coerenza con le "Linee di Indirizzo del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi" di Acea, le "Linee Guida per la Gestione del rischio relativo all'attività di compravendita di

commodity sui mercati a termine" di Acea approvate dal CdA il 14 marzo 2022 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, devono essere riesaminate le misure degli indicatori di rischio, ossia dei limiti vigenti, che devono essere rispettati nella gestione dei rischi;
- giornalmente, l'Unità *Commodity Risk Control* è responsabile del controllo dell'esposizione ai rischi di mercato delle società dell'Area Industriale Commerciale e Trading e della verifica del rispetto dei limiti definiti.

La reportistica verso il *Top Management* ha periodicità giornaliera e mensile. Quando richiesto dal Sistema di Controllo Interno, *Commodity Risk Control* predispone l'invio all'Unità *Internal Audit* di Acea delle informazioni richieste e disponibili a sistema, nel formato adeguato alle procedure vigenti.

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 contabilizzabili 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, EUA);
- 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 possa far adottare le misure atte a rientrare nei limiti previsti. A causa delle estreme condizioni riscontrate sui mercati delle commodity Energia e Gas, nel corso del 2023 l'applicabilità dei limiti posti alla gestione dei portafogli di Acea Energia è stata sospesa per decisione del Top Management.

Rischio di 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 Acea, è stato finora essenzialmente volto a preservare i costi di *funding* e a stabilizzare i flussi finanziari, in modo tale da garantire i margini e la certezza dei suddetti flussi di cassa derivanti dalla gestione caratteristica.

L'approccio del Gruppo Acea alla gestione del rischio di tasso di interesse è pertanto prudente e la modalità di gestione dello stesso risulta 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 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 scelto di ottimizzare il rischio di oscillazione dei tassi di interesse scegliendo un range di mix di indebitamento tra tasso fisso e variabile.

Come noto infatti l'indebitamento a tasso fisso consente a 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 di 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 la *Private Placement* di 20 miliardi di Yen il rischio cambio è coperto tramite un *cross currency swap* descritto a proposito del rischio tasso di interesse.

Rischio di Liquidità

Nell'ambito della policy del Gruppo, 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 di M&A. Tra i vari fattori di incertezza fronteggiati dal Gruppo vanno infatti annoverati i potenziali impatti economico-finanziari e reputazionali connessi con il closing ovvero il mancato closing delle citate operazioni. Il Gruppo Acea ha quindi adottato, a fronte di tali rischi, un articolato e strutturato processo di valutazione, effettuato in stretto coordinamento tra le aziende e i presidi organizzativi della Capogruppo delle singole tipologie di rischio.

Il processo di gestione del rischio di liquidità, che si avvale di strumenti di pianificazione finanziaria delle uscite e delle entrate im-

plementati a livello delle singole società sotto il coordinamento di un apposito presidio di Gruppo, finalizzati a 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 fornita 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.

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

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 corso del 2023.

La gestione dinamica delle strategie di recupero è effettuata nel sistema 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 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 "modelli satellite", è stato pertanto introdotto, per le principali Società, uno "stress di scenario" nella determinazione dei tassi di unpaid utilizzati per il calcolo delle fatture da emettere, diversificato in funzione del business di riferimento.

Il 2023, nonostante il perdurarsi 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 dicembre 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". 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 e Pubbliche Amministrazioni. Tale strategia espone il

Gruppo ai rischi sottesi alla chiusura o mancata chiusura delle citate operazioni e, d'altronde, consente l'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione essendo trasferiti tutti i rischi e i benefici a 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.

Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle agenzie di rating potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di accesso al mercato dei capitali e 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	Negativo	03/2023
Moody's	Baa2	n.a.	Stabile	11/2023

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

In un contesto che rimane complesso, a causa delle turbolenze geopolitiche in Est Europa e delle tensioni in Medio Oriente tra Israele e Hamas, i risultati 2023 mantengono il trend positivo registrato nel corso degli ultimi mesi dell'anno precedente, evidenziando un margine operativo lordo consolidato (al netto delle partite non ricorrenti e della variazione di perimetro) e una generazione di flussi di cassa operativi in crescita.

Il Gruppo continua a porre un'attenzione crescente alla gestione dei

costi e degli investimenti attraverso la revisione delle procedure di acquisto. Sono state, inoltre, definite linee di azione per il contenimento del rischio di credito attraverso la prevenzione e la gestione del portafoglio clienti.

Il Gruppo continuerà la sua strategia di focalizzazione per lo sviluppo di infrastrutture sostenibili in contesti regolati, con l'obiettivo di mantenere una solida struttura finanziaria e continuare a generare un impatto positivo sulle performance operative ed economiche.

DELIBERAZIONI IN MERITO AL RISULTATO DI ESERCIZIO E ALLA DISTRIBUZIONE AI SOCI

Signori Azionisti,

nell'invitarVi ad approvare il bilancio che Vi sottoponiamo, Vi proponiamo di destinare l'utile dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023, pari a € 202.961.039,38, come segue:

- € 10.148.051,97, pari al 5% dell'utile, a riserva legale,
- di distribuire un dividendo complessivo di € 187.042.158,16 ai soci, corrispondenti a un dividendo unitario di € 0,88 per azione;
- € 5.770.829,25 a nuovo.

Il dividendo complessivo (cedola n. 25) di € 187.042.158,16 pari a € 0,88 per azione, sarà messo in pagamento a partire dal 26 giugno 2024 con stacco cedola in data 24 giugno e record date il 25 giugno.

Alla data di approvazione del bilancio le azioni proprie sono pari a n. 416.993.

Acea SpA
Il Consiglio di Amministrazione