

Relazione Finanziaria Semestrale

al 30 giugno 2024



Sommario

INTRODUZIONE	3
Cariche sociali	4
Azionariato	5
Missione e Visione del Gruppo Iren.....	6
Il Gruppo Iren in cifre: Highlights Primo Semestre 2024	8
L'assetto societario del Gruppo Iren.....	10
Informazioni sul titolo Iren nel Primo Semestre 2024.....	14
RELAZIONE SULLA GESTIONE AL 30 GIUGNO 2024	17
Scenario di mercato.....	18
Fatti di rilievo del periodo.....	24
Indicatori Alternativi di Performance	29
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	31
Analisi per settori di attività	38
Gestione finanziaria	48
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione	51
Rischi e incertezze	52
Rapporti con parti correlate	59
Quadro normativo e regolatorio	60
Personale	76
BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO E NOTE ILLUSTRATIVE AL 30 GIUGNO 2024	79
Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria.....	80
Prospetto di conto economico	82
Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo	83
Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto	84
Rendiconto finanziario.....	86
Note illustrative	87
I. Contenuto e forma del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato	87
II. Principi di consolidamento	89
III. Area di consolidamento	91
IV. Aggregazioni aziendali.....	93
V. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	100
VI. Informativa sui rapporti con parti correlate.....	110
VII. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo.....	114
VIII. Altre informazioni.....	114
IX. Informazioni sulla situazione patrimoniale-finanziaria	115
X. Informazioni sul conto economico	144
XI. Garanzie e passività potenziali	154
XII. Informativa per settori di attività	156
XIII. Allegati al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.....	159
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998.....	169
Relazione di revisione contabile limitata sul Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato	170

Il Gruppo opera in un bacino multiregionale con oltre 10.000 dipendenti, un portafoglio di oltre 2 milioni di clienti nel settore energetico, 2,7 milioni di abitanti serviti nel ciclo idrico integrato e di circa 3,8 milioni di abitanti nei servizi ambientali.

CARICHE SOCIALI

Consiglio Amministrazione (situazione al 30 giugno 2024) ⁽¹⁾

Presidente	Luca Dal Fabbro ⁽²⁾
Vice Presidente	Moris Ferretti ⁽³⁾
Consiglieri	Francesca Culasso ⁽⁴⁾
	Enrica Maria Ghia ⁽⁵⁾
	Pietro Paolo Giampellegrini ⁽⁶⁾
	Francesca Grasselli ⁽⁷⁾
	Paola Girdinio ⁽⁸⁾
	Cristiano Lavaggi ⁽⁹⁾
	Giacomo Malmesi ⁽¹⁰⁾
	Giuliana Mattiazzo ⁽¹¹⁾
	Tiziana Merlino ⁽¹²⁾
	Gianluca Micconi ⁽¹³⁾
	Patrizia Paglia ⁽¹⁴⁾
	Cristina Repetto ⁽¹⁵⁾
	Licia Soncini ⁽¹⁶⁾

Collegio Sindacale (situazione al 30 giugno 2024) ⁽¹⁷⁾

Presidente	Sonia Ferrero
Sindaci effettivi	Ugo Ballerini
	Donatella Busso
	Simone Caprari
	Fabrizio Riccardo Di Giusto
Sindaci supplenti	Lucia Tacchino
	Carlo Bellavite Pellegrini

Società di Revisione KPMG S.p.A. ⁽¹⁸⁾

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Giovanni Gazza

⁽¹⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 21 giugno 2022 per il triennio 2022-2023-2024.

⁽²⁾ Nominato Presidente dall'Assemblea dei Soci del 21 giugno 2022. Con deliberazione assunta in data 30 agosto 2023 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha nominato l'ing. Dal Fabbro quale Direttore Strategico Finanza, Strategie e Aree Delegate. Si rinvia a quanto previsto alla nota (9) con riferimento ai provvedimenti assunti dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. in data 7 maggio 2024 in merito alla rimodulazione temporanea delle deleghe a seguito della revoca delle medesime in capo al dott. Signorini.

⁽³⁾ Vice Presidente nel triennio 2019-2021. È stato confermato nella carica per il triennio 2022-2024 nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 21 giugno 2022. Con deliberazione assunta in data 30 agosto 2023 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha nominato il dott. Ferretti quale Direttore Strategico Risorse Umane, CSR e Aree Delegate. Si rinvia a quanto previsto alla nota (9) con riferimento ai provvedimenti assunti dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. in data 7 maggio 2024 in merito alla rimodulazione temporanea delle deleghe a seguito della revoca delle medesime in capo al dott. Signorini.

⁽⁴⁾ Presidente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità.

⁽⁵⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità.

⁽⁶⁾ Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

⁽⁷⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate.

⁽⁸⁾ Nominata in qualità di Consigliere di Amministrazione dall'Assemblea degli Azionisti di Iren S.p.A. tenutasi il 27 giugno 2024, in sostituzione del Consigliere dott. Paolo Signorini. Il dott. Paolo Signorini ha ricoperto la carica di Consigliere e Amministratore Delegato di Iren S.p.A. dal 30 agosto 2023 sino al 7 maggio 2024, data in cui il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. si è riunito in via d'urgenza e straordinaria, in seguito alla diffusione di notizie di stampa relative a un'ordinanza di misure cautelari disposta dall'Autorità Giudiziaria di Genova nei confronti dello stesso dott. Signorini. In pari data, il Consiglio, nel prendere atto dell'oggettiva impossibilità temporanea da parte dell'Amministratore Delegato di esercitare le proprie deleghe e con l'obiettivo di assicurare stabilità e continuità alla gestione aziendale, ha attivato quanto previsto dal *contingency plan* interno al Gruppo e ha deliberato di revocare temporaneamente le deleghe all'Amministratore Delegato, assegnandole agli altri due Organi Delegati. Come anzidetto, in relazione alle decisioni assunte dall'Assemblea degli Azionisti di Iren S.p.A. del 27 giugno 2024, in pari data il dott. Signorini è cessato anche dalla carica di Consigliere.

⁽⁹⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

⁽¹⁰⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità.

⁽¹¹⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate.

⁽¹²⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità.

⁽¹³⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

⁽¹⁴⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

⁽¹⁵⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate.

⁽¹⁶⁾ Presidente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate.

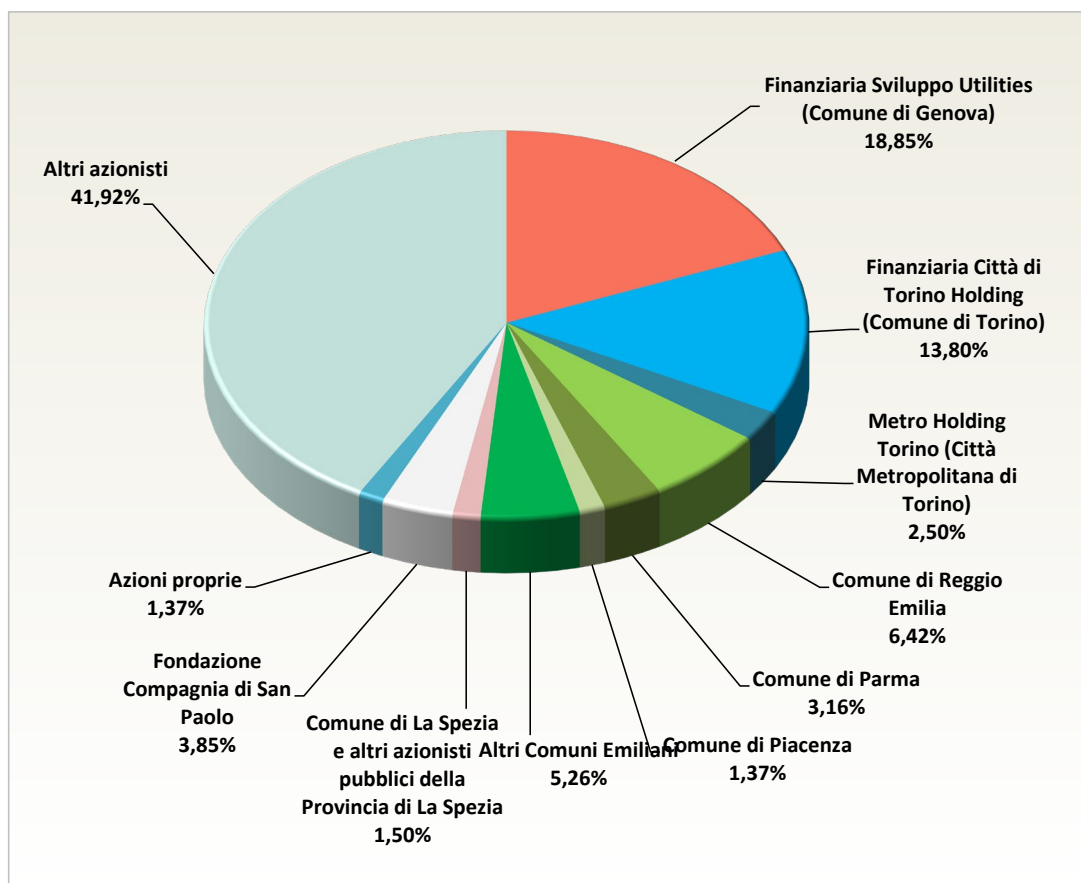
⁽¹⁷⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 27 giugno 2024 per il triennio 2024-2025-2026. Sino a tale data, hanno fatto parte del Collegio Sindacale di Iren S.p.A. il prof. Michele Rutigliano (Presidente), il dott. Ugo Ballerini (Sindaco effettivo), la dott.ssa Chiantia (Sindaco effettivo), il dott. Simone Caprari (Sindaco Effettivo), la dott.ssa Sonia Ferrero (Sindaco Effettivo), la dott.ssa Lucia Tacchino (Sindaco Supplente) e il dott. Fabrizio Riccardo Di Giusto (Sindaco Supplente).

⁽¹⁸⁾ Nominata dall'Assemblea dei Soci del 22 maggio 2019 per il novennio 2021-2029.

AZIONARIATO

Il Capitale Sociale della Società si attesta a 1.300.931.377 euro interamente versati, ed è costituito da azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Al 30 giugno 2024, sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato Iren è di seguito rappresentato.



Un secolo di storia

Un'azienda da oltre 110 anni attenta allo sviluppo dei territori e alle esigenze dei clienti.



1905

Nasce l'azienda municipale di Parma per l'illuminazione elettrica



1907

Nasce l'azienda municipale di Torino AEM



1922

Nasce l'azienda municipale di Genova per il gas



1936

Dalla municipale di Genova nasce AMGA



2000

AEM Torino viene quotata in Borsa e ASM Piacenza diventa TESA



2005

AMPS, TESA e AGAC costituiscono ENIA



2006

AEM Torino e AMGA Genova costituiscono IRIDE



2007

ENIA viene quotata in Borsa



2010

IRIDE ed ENIA costituiscono IREN

Missione

Offrire ai nostri clienti e ai nostri territori la migliore gestione integrata delle risorse energetiche, idriche e ambientali, con soluzioni innovative e sostenibili, per generare valore nel tempo.

Per tutti, ogni giorno.



1962

Nasce l'azienda municipale di Reggio Emilia AMG



1965

L'azienda municipale di Parma diventa AMPS



1972

Nasce l'azienda municipale di Piacenza ASM



1994

Dalla municipale di Reggio Emilia si costituisce AGAC



1996

AMGA Genova viene quotata in Borsa



2015

AMIAT entra a far parte del Gruppo Iren



2016

Nasce Ireti. TRM e ATENA Vercelli entrano nel Gruppo



2018

ACAM La Spezia entra nel Gruppo



2020

Il Gruppo acquisisce la Divisione Ambiente di UNIECO



2022

Nasce Iren Green Generation per lo sviluppo delle rinnovabili

Visione

Migliorare la qualità della vita delle persone. Rendere più competitive le imprese. Guardare alla crescita dei territori con gli occhi del cambiamento. Fondere sviluppo e sostenibilità in un valore unico. Siamo la multiutility che, attraverso scelte innovative, vuole realizzare questo futuro.

Per tutti, ogni giorno.

IL GRUPPO IREN IN CIFRE: HIGHLIGHTS PRIMO SEMESTRE 2024

Dati economici

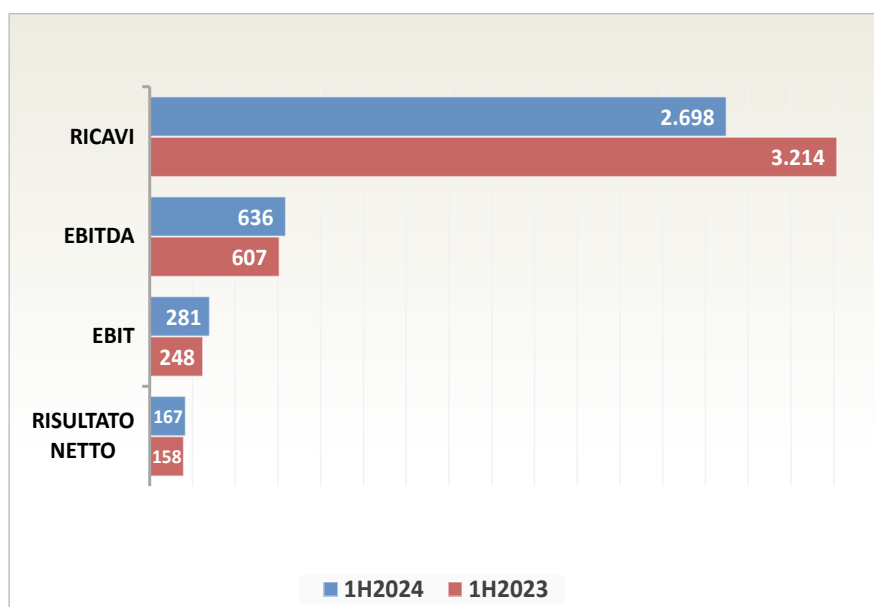
	Primo semestre 2024	Primo semestre 2023 Rideterminato	milioni di euro Variaz. %
Ricavi	2.697,6	3.214,4	(16,1)
EBITDA	635,8	606,5	4,8
EBIT	280,6	248,1	13,1
Risultato netto	167,4	158,2	5,8

EBITDA Margin (EBITDA/Ricavi)	23,6%	18,9%
-------------------------------	-------	-------

I dati comparativi del Primo Semestre 2023 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) di Romeo 2, AMTER e Acquaenna.

Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

Per le definizioni degli Indicatori Alternativi di Performance si veda il relativo capitolo nella presente Relazione.

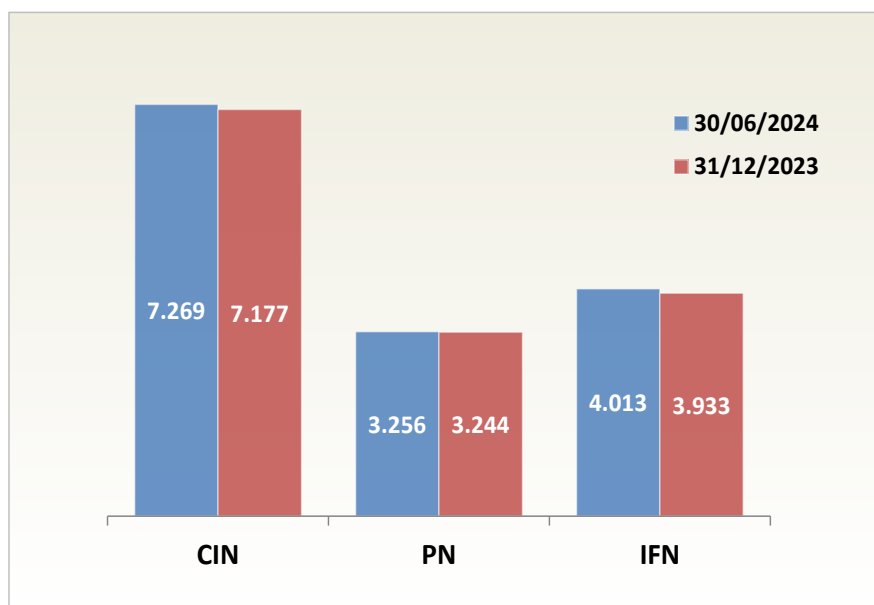


Dati patrimoniali

	milioni di euro		
	30.06.2024	31.12.2023 Rideterminato	Variaz. %
Capitale Investito Netto (CIN)	7.268,7	7.177,4	1,3
Patrimonio Netto (PN)	3.255,7	3.244,3	0,4
Indebitamento Finanziario Netto (IFN)	4.013,0	3.933,1	2,0
Debt/Equity (Indebitamento Finanziario Netto / Patrimonio Netto)	1,23	1,21	

I dati comparativi al 31 dicembre 2023 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocatione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) di Acquaenna.

Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.



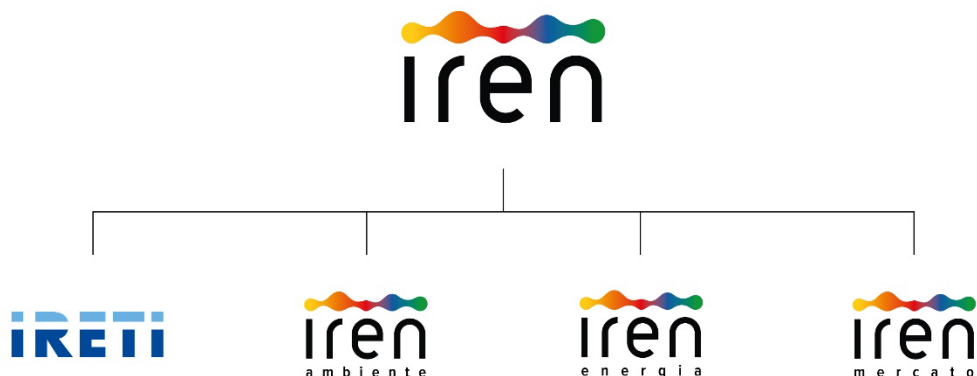
Dati tecnici e commerciali

	Primo semestre 2024	Primo semestre 2023	Variaz. %
Energia elettrica prodotta (GWh)	4.131,5	4.214,7	(2,0)
Energia termica prodotta (GWht)	1.602,8	1.498,5	7,0
Energia elettrica distribuita (GWh)	1.748,0	1.755,5	(0,4)
Gas distribuito (mln m ³)	592,5	600,8	(1,4)
Acqua venduta (mln m ³)	85,6	88,1	(2,8)
Energia elettrica venduta (GWh)	5.701,0	5.707,3	(0,1)
Gas venduto (mln m ³) (*)	1.219,0	1.287,5	(5,3)
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	101,1	99,6**	1,5
Rifiuti gestiti (ton)	2.004.595	1.960.808	2,2

* di cui per usi interni 652,9 mln m³ nel Primo semestre 2024 (709,8 mln m³ nello stesso periodo 2023, -8,0%)

**Dato proformato per cessazione utenza industriale (-2,09 Mmc)

L'ASSETTO SOCIETARIO DEL GRUPPO IREN



Il Gruppo è strutturato secondo un modello che prevede una holding industriale (Iren S.p.A., quotata alla Borsa Italiana, con sede legale a Reggio Emilia), che raggruppa tutte le attività di staff corporate del Gruppo, e quattro Business Unit, governate da quattro società capofiliera responsabili delle singole linee di business, ubicate nelle principali sedi operative di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia, Torino, Vercelli e La Spezia. In particolare, a Iren S.p.A. fanno capo le attività strategiche, di sviluppo, coordinamento e controllo, mentre alle quattro Business Unit (BU), è stato affidato il coordinamento e l'indirizzo delle società operanti nei rispettivi settori:

- Reti, che opera negli ambiti del Servizio Idrico Integrato, della distribuzione gas e della distribuzione di energia elettrica;
- Ambiente, che svolge le attività di raccolta e trasporto dei rifiuti, igiene urbana e progettazione e gestione degli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti;
- Energia, operante nei settori della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, cogenerazione elettrica e termica, produzione termoelettrica, teleriscaldamento, servizi per l'efficienza energetica, illuminazione pubblica e servizi di global service e gestione calore;
- Mercato, attiva nella vendita di energia elettrica e gas e nella commercializzazione di calore, oltre che nella vendita di prodotti e servizi per il risparmio energetico e la domotica e di servizi di mobilità elettrica per i clienti.

BU RETI

Servizio Idrico Integrato

La BU Reti opera nell'ambito dell'approvvigionamento idrico, fognatura e depurazione delle acque reflue nelle province di Genova, Savona, Piacenza, Parma, Reggio Emilia, Vercelli, La Spezia, Enna e in alcuni altri comuni siti in Piemonte.

In tale contesto, si segnala che a fine marzo 2023 IRETI ha acquisito il controllo della collegata AMTER attraverso l'acquisizione del 51% del capitale sociale. La società gestisce il ciclo idrico nell'area di Ponente della provincia di Genova e più specificatamente nei comuni di Campo Ligure, Cogoleto, Masone, Mele Rossiglione, Arenzano e Tiglieto con una rete idropotabile di 287 chilometri e una rete fognaria di 140 chilometri e 11 depuratori tra cui quello comprensoriale di Rossiglione.

Il 31 maggio 2023 IRETI ha inoltre aumentato la propria partecipazione nella collegata AcquaEnna, consentendone il consolidamento. AcquaEnna è la società affidataria della gestione del servizio idrico in tutti i 20 comuni della Provincia di Enna fino al 2034, per complessivi 155 mila abitanti serviti.

Complessivamente, negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti, il servizio è svolto in 225 comuni attraverso una rete di distribuzione di 16.991 chilometri, per oltre 2,5 milioni di abitanti serviti. Per quanto riguarda le acque reflue, la BU Reti gestisce una rete fognaria di complessivi 8.630 chilometri.

Dal 1° gennaio 2024 Azienda Reggiana per la Cura dell'Acqua - ARCA S.r.l. è il nuovo Gestore del Servizio Idrico Integrato della Provincia di Reggio Emilia, subentrato al precedente gestore IRETI.

ARCA è una società a partecipazione mista pubblica e privata, costituita dal Socio Pubblico AGAC Infrastrutture S.p.A. e dal Socio Privato Operativo IRETI, selezionato mediante procedura di gara. Le attività operative relative alla fornitura dei servizi idrici sono svolte dalla Società Operativa Territoriale Iren Acqua Reggio, interamente controllata da IRETI. L'ATO di Reggio Emilia è costituito da 41 comuni con un bacino di utenza di quasi 500 mila abitanti, una rete idrica di 4.986 km e una rete fognaria di 3.487.

Distribuzione gas

Il servizio di distribuzione, gestito in 119 comuni, garantisce il prelievo del gas metano dai gasdotti di Snam Rete Gas e il trasporto, attraverso le reti locali, per la consegna agli utenti finali. In particolare, la BU Reti distribuisce il gas metano in 73 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza (compresi i capoluoghi), nel comune di Genova e in altri 20 comuni limitrofi, oltre che nella città di Vercelli, in 19 comuni della stessa provincia e in altri 3 comuni siti in Piemonte e Lombardia.

La rete di distribuzione, composta da 8.444 chilometri di rete in alta, media e bassa pressione, serve un bacino di oltre 757 mila punti di riconsegna.

Inoltre, la BU Reti gestisce la distribuzione e vendita di GPL, in particolare in provincia di Reggio Emilia e in provincia di Genova, attraverso apposite centrali di stoccaggio, ubicate nelle località non ancora raggiunte dalla rete del gas naturale.

Si segnala che con l'operazione di razionalizzazione delle concessioni di distribuzione gas tra Ascopiave e Iren perfezionatasi a inizio 2023, la BU Reti gestisce le concessioni di distribuzione del gas in 15 comuni: 9 nel Vercellese, 2 nel Piacentino, 1 in provincia di Parma e infine i comuni di Albenga, Ceriale e Cisano sul Neva in provincia di Savona.

Distribuzione di energia elettrica

Con 7.883 chilometri di rete in media e bassa tensione la BU Reti svolge il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nelle città di Torino, Parma e Vercelli, per un totale di oltre 732 mila utenze allacciate.

BU AMBIENTE

La Business Unit svolge tutte le attività del ciclo di gestione dei rifiuti urbani (raccolta, selezione, trattamento, recupero e smaltimento), con particolare attenzione allo sviluppo sostenibile e alla salvaguardia ambientale, confermata da crescenti livelli di raccolta differenziata; gestisce inoltre un importante portafoglio clienti a cui fornisce tutti i servizi e la disponibilità impiantistica per lo smaltimento di rifiuti speciali.

Le attività sono declinate in vari contesti territoriali, a partire dallo storico bacino emiliano (province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza) per arrivare al Piemonte (in particolare Torino, provincia di Vercelli e Novara), in cui la BU Ambiente è affidataria nel settore della raccolta e presente con impianti di trattamento e smaltimento (anche con produzione di energia elettrica e termica mediante termovalorizzazione), e alla Liguria, negli ambiti della raccolta (nell'area di La Spezia) e con impianti di trattamento e avvio alla valorizzazione.

Nell'area toscana la BU Ambiente è presente in tutte le fasi della filiera: dall'intermediazione al trattamento, fino allo smaltimento di rifiuti sia urbani che speciali, con una significativa presenza nelle province di Siena, Grosseto e Arezzo, in cui il Gruppo è altresì gestore del servizio di raccolta. La Business Unit svolge inoltre l'attività di operatore della raccolta in specifiche aree in Sardegna e Lombardia e dispone di impianti di smaltimento nelle regioni Marche e Puglia. Infine, tramite I.Blu, opera nella selezione dei rifiuti plastici da avviare a recupero e riciclo e nel trattamento di rifiuti in plastica per la produzione di Blupolymer (polimero per usi civili) e Bluair ("agente riducente" per gli impianti siderurgici).

Rispettivamente a giugno e ottobre 2023, la BU Ambiente ha ampliato il proprio perimetro con l'acquisizione della maggioranza delle società ReMat e Semia Green. La prima è una start-up innovativa torinese operante nella filiera del recupero del poliuretano espanso (in particolare da materassi, imbottiture dei sedili e arredi), mentre la seconda è attiva in provincia di Siena nella captazione del biogas da discarica. Da inizio 2024 è entrata nel perimetro di consolidamento del gruppo anche la società SienAmbiente. La società gestisce, nella provincia senese, un impianto di selezione e valorizzazione dei rifiuti urbani, due impianti di compostaggio, un termovalorizzatore e una discarica per un totale di rifiuti trattati di circa 200 mila tonnellate annue.

La BU Ambiente serve complessivamente 436 comuni per un totale di circa 3,85 milioni di abitanti presenti nei bacini di operatività. La dotazione impiantistica del ciclo integrato dei rifiuti è costituita principalmente da 3 termovalorizzatori (TRM a Torino, il Polo Ambientale Integrato -PAI-, a Parma, e Tecnoborgo, a Piacenza), 4 discariche attive, 420 stazioni tecnologiche attrezzate e 56 impianti fra selezione, stoccaggio, recupero, biodigestione e compostaggio.

BU ENERGIA

La Business Unit opera nella produzione di energia elettrica e calore, quest'ultimo distribuito tramite reti di teleriscaldamento, e nei servizi di efficienza energetica a soggetti pubblici e privati.

Produzione di energia elettrica e termica

La BU Energia dispone di una potenza elettrica installata di 3.286 MW in assetto elettrico e di 3.114 MW in assetto cogenerativo, e di una potenza termica pari a 2.350 MWt. In particolare, ha la disponibilità diretta di 41 impianti di produzione di energia elettrica: 33 idroelettrici (di cui 3 mini-hydro), localizzati in gran parte in Piemonte e Campania, 7 termoelettrici in cogenerazione (Piemonte ed Emilia-Romagna) e un termoelettrico convenzionale a Turbigo (Milano).

La Business Unit dispone inoltre di 110 impianti di produzione fotovoltaica con una potenza installata di 189 MW, i più rilevanti dei quali siti in Puglia e Basilicata, e di un impianto eolico in Liguria.

L'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento, che rappresentano il 64% del parco impianti del Gruppo, risulta essere pari al 73% dell'intera produzione. In particolare, il sistema idroelettrico e la produzione da fonte solare svolgono un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, grazie all'utilizzo di risorse rinnovabili e pulite, senza emissione di sostanze inquinanti, e consentono di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale.

Dal lato della produzione termica si segnala che, mediamente, a livello di Gruppo solo il 13% del calore destinato al teleriscaldamento è prodotto da generatori di calore convenzionali: infatti, il 76% deriva da impianti in cogenerazione ad alto rendimento, mentre la porzione residuale (11%) è prodotta da impianti non appartenenti alla Business Unit (termovalorizzatori, nell'ambito della loro attività di smaltimento).

Teleriscaldamento

Iren Energia dispone della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale (1.135 chilometri di rete a doppia tubazione), con 769 chilometri a Torino e in comuni limitrofi, 219 nel Comune di Reggio Emilia, 104 nel Comune di Parma 35 nel Comune di Piacenza e 8 nel Comune di Genova; il totale della volumetria riscaldata ammonta a 101,1 milioni di metri cubi.

Servizi di efficienza energetica

La BU Energia, attraverso la propria controllata Iren Smart Solutions, si rivolge a imprese, condomini privati, Pubblica Amministrazione ed enti del terzo settore, con un portafoglio articolato di servizi:

- efficienza energetica, svolgendo attività di progettazione e realizzazione di interventi di riqualificazione energetica: isolamento, coibentazione, sostituzione dei serramenti, servizi tecnologici innovativi, efficientamento delle centrali termiche e di condizionamento;
- installazione di impianti fotovoltaici, solari termici e sistemi di autoproduzione di energia;
- gestione degli impianti termici;
- realizzazione di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER);
- consulenza energetica, energy management e monitoraggio per il risparmio energetico;
- global service, per la gestione integrata di impianti elettrici e tecnologici di patrimoni immobiliari complessi;
- relamping LED attraverso progetti di efficienza energetica in ambito illuminotecnico, illuminazione pubblica e artistica, gestione efficiente degli impianti semaforici.

BU MERCATO

La BU Mercato è attiva nella commercializzazione di energia elettrica, gas, calore per il teleriscaldamento, servizi e prodotti extra-commodity, in particolare per l'efficienza energetica. È presente su tutto il territorio nazionale, con una maggiore concentrazione nell'area centro-nord.

Commercializzazione energia elettrica

La BU Mercato è presente, nell'ambito del mercato libero, su tutto il territorio nazionale, con una maggiore concentrazione di clienti nella zona centro-nord dell'Italia e presidia la commercializzazione dell'energia proveniente dalle diverse fonti del Gruppo sul mercato, rappresentato dai clienti finali e da altri operatori grossisti.

I clienti retail e small business di energia elettrica gestiti superano il milione e duecento mila, distribuiti principalmente nelle aree di presenza storica (Torino Parma Reggio Emilia, Piacenza, Vercelli e Genova) e nelle altre aree presidiate commercialmente (Alessandria e Salerno).

La società opera altresì come esercente il servizio di "maggior tutela" per la clientela retail del mercato elettrico relativamente alla città di Torino, al territorio di Parma e al bacino di utenza del comune di Sanremo (IM).

Commercializzazione Gas Naturale

Il portafoglio gas retail della Business Unit Mercato riguarda principalmente i bacini storici genovese, torinese ed emiliano, le aree di sviluppo ad essi limitrofe, Vercelli, Alessandria e La Spezia, oltre che l'area campana, in quasi tutte le province, e alcuni comuni delle regioni Basilicata, Calabria, Toscana e Lazio, per un totale di quasi un milione di clienti.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

Iren Mercato commercializza il calore, fornito da Iren Energia, ai clienti teleriscaldati nei comuni di Torino e limitrofi, Reggio Emilia, Parma, Piacenza e Genova, oltre alle aree di nuovo insediamento del teleriscaldamento.

Fra le proposte commerciali complementari alla vendita di commodities si segnalano le linee di business destinate alla commercializzazione alla clientela retail di prodotti innovativi nell'area della domotica, del risparmio energetico e della manutenzione di impianti domestici, oltre a "IrenGO a zero emissioni" per l'*e-mobility*, rivolta a clienti privati, aziende ed enti pubblici con l'obiettivo di ridurre l'impatto ambientale degli spostamenti, anche attraverso l'installazione, presso le sedi del Gruppo, di infrastrutture di ricarica e la progressiva introduzione di veicoli elettrici. Tutte le iniziative IrenGO beneficiano di fornitura energetica *100% green* proveniente dagli impianti da fonte rinnovabile del Gruppo.

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL PRIMO SEMESTRE 2024

Andamento del titolo IREN in Borsa

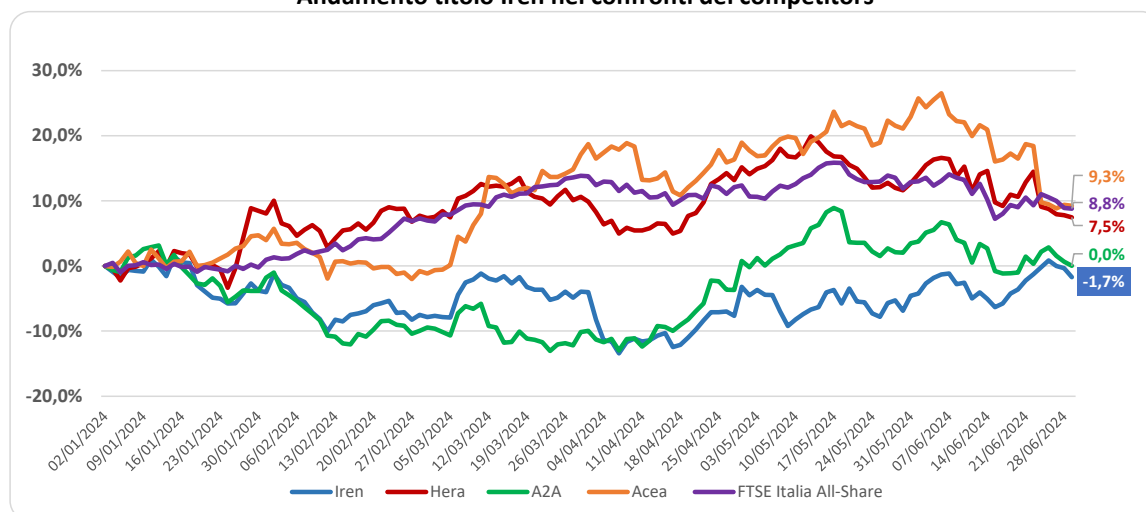
Nel corso del primo semestre 2024, i principali indici di borsa europei e americani hanno riportato un trend positivo, favorito dai risultati macroeconomici statunitensi (che vedono un'economia dinamica e in crescita) e nonostante i tassi di interesse fissati dalle banche centrali, che si mantengono elevati, e il perdurare delle tensioni geopolitiche.

Tale situazione ha spinto a rivedere le aspettative di riduzione dell'inflazione, posticipando le previsioni di riduzione dei tassi da parte della Banca Centrale Europea.

In tale contesto, nel primo semestre 2024 il FTSE Italia All-Share (il principale indice di Borsa Italiana) ha riportato un incremento dell'8,8%, mentre le quattro multiutility italiane hanno registrato performance fra loro dissimili, legate ai diversi modelli di business delle società e alle relative esposizioni allo scenario energetico.

Il Gruppo Iren ha riportato un trend del prezzo delle azioni leggermente negativo, principalmente a causa della seppur modesta esposizione allo scenario energetico, con prezzi delle commodities in calo, e delle vicende che hanno interessato l'Amministratore Delegato, legate ad attività precedenti all'incarico in Iren. Il 25 giugno 2024 il Gruppo ha presentato l'aggiornamento del Piano Industriale al 2030.

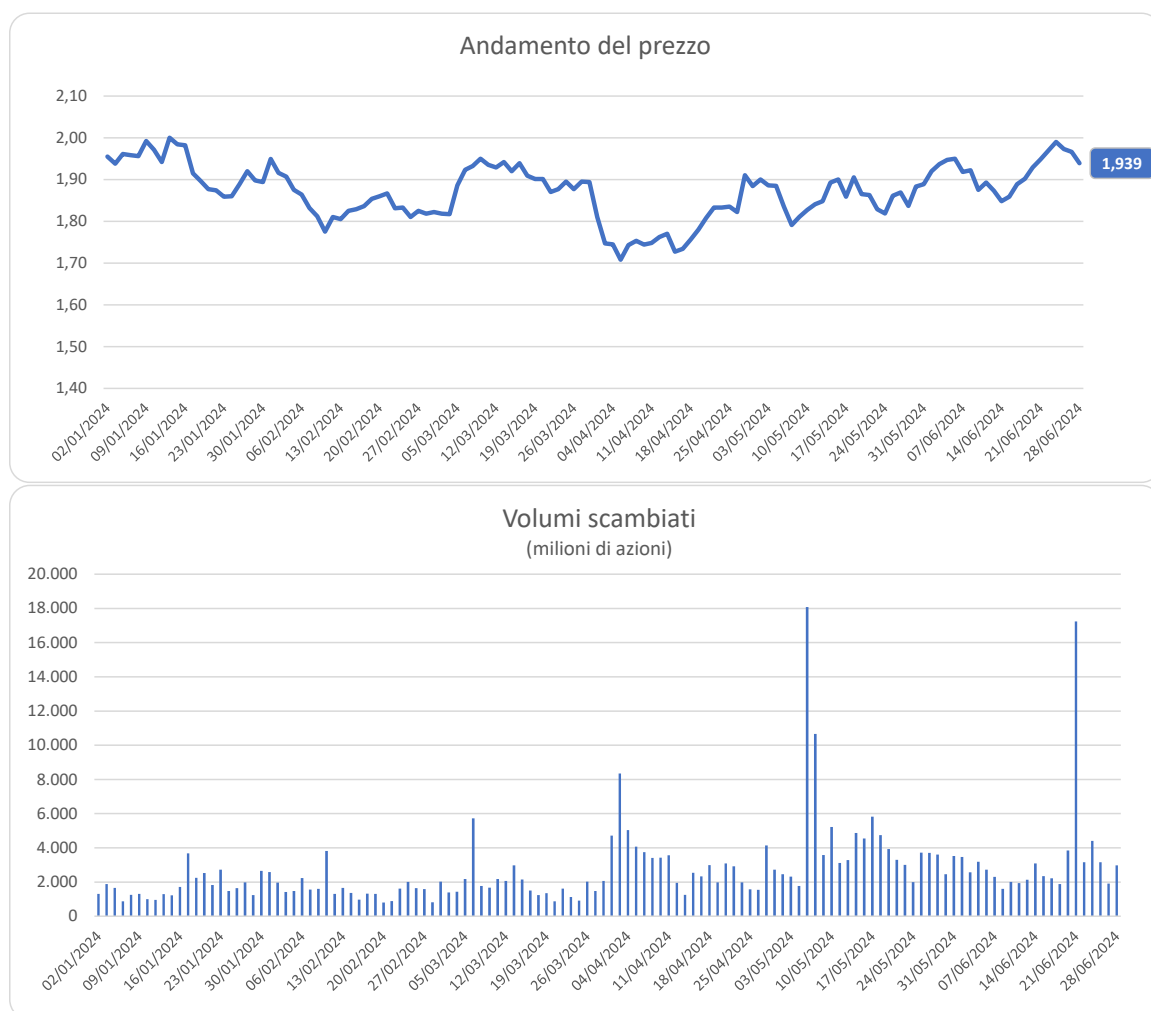
Andamento titolo Iren nei confronti dei competitors



Il prezzo del titolo IREN al 28 giugno 2024, ultimo giorno di contrattazioni del periodo, si è attestato a 1,939 euro per azione, in diminuzione dell'1,7% rispetto al prezzo di inizio anno, con volumi medi giornalieri scambiati durante il periodo pari a 2,74 milioni di pezzi.

Il prezzo medio nel corso del periodo è stato di 1,87 euro per azione. Il massimo del periodo è stato registrato il 12 gennaio (2,00 euro per azione), mentre il minimo di periodo, pari a 1,708 euro per azione, è stato invece rilevato il 5 aprile.

Nei due grafici sotto riportati si evidenzia l'andamento del prezzo e dei volumi scambiati dal titolo Iren nel corso del periodo.



Il coverage del titolo

Nel corso del periodo il Gruppo Iren è stato seguito da sei broker: Banca Akros, Equita, Intermonte, Intesa Sanpaolo, Kepler Cheuvreux e Mediobanca.

SCENARIO DI MERCATO

LO SCENARIO MACROECONOMICO

Le politiche monetarie restrittive intraprese nel corso del 2023, oltre al perdurare dei conflitti geopolitici, avevano generato attese pessimistiche per la crescita economica globale nel 2024, che si mantiene invece in linea con il periodo pre-pandemico, dimostrando di aver in parte assorbito i diversi fattori di rischio. La modesta crescita osservata nella prima parte dell'anno ha infatti dimostrato un certo grado di resilienza dell'economia globale, al punto da portare a un miglioramento delle aspettative rispetto ad inizio anno: nel 2024 è infatti prevista una crescita del PIL mondiale pari al 3,1%¹, tendenzialmente in linea con il 2023.

L'andamento economico positivo del primo semestre non è stato tuttavia omogeneo a livello globale. Nell'area Euro l'economia attraversa una fase di stagnazione a causa del perdurare di parte degli effetti causati dalla crisi dei prezzi energetici del 2022. Il PIL dell'Area Euro nel 2024 è previsto in crescita dello 0,7%, comunque in aumento rispetto al 2023, in cui si attestava al +0,5%.

In Italia l'andamento economico è simile a quello europeo, con un lieve recupero previsto per il 2024 (+0,7%). Nel primo trimestre si è assistito a un aumento del PIL in termini congiunturali dello 0,3%, legato principalmente all'andamento positivo degli investimenti in costruzioni e ad una leggera crescita dei consumi. Un basso livello della domanda e degli investimenti negli altri settori, causati dalle condizioni di accesso al credito e dal perdurare degli effetti degli alti prezzi energetici, limitano però le aspettative di crescita dell'anno in corso.

Segnali positivi risultano invece dall'andamento dei tassi d'inflazione, sul quale sono visibili gli effetti dell'introduzione di politiche monetarie restrittive. Dopo una serie di rialzi dei tassi d'interesse, nell'ultimo trimestre del 2023 e nella prima parte del 2024 la Banca Centrale Europea ha mantenuto il tasso di riferimento costante al 4,75%. L'obiettivo era quello di evitare tassi troppo alti per scongiurare il rischio di recessione, e mantenere il livello citato per il tempo che sarebbe stato necessario a far rientrare l'inflazione a livelli accettabili. Lo scorso mese, grazie ai segnali positivi e al processo di disinflazione verificatosi, la BCE ha deciso di intraprendere il percorso di rientro dei tassi, con un primo taglio dello 0,25%. Tuttavia, l'incertezza della situazione geopolitica e il rischio di pressioni soprattutto sui prezzi energetici potrebbero generare ritardi sul prospettato abbassamento dei tassi dei tassi d'interesse.

In tale contesto, l'indice inflattivo generale è diminuito di 3 punti percentuali rispetto al 2023, attestandosi al 2,3%. L'inflazione *core* (il cui calcolo viene depurato dai beni soggetti a forte volatilità come, ad esempio, i generi alimentari e le commodities energetiche) è prevista nel 2024 al 2,6%, sostanzialmente dimezzata rispetto al 2023 (+4,9%). La differenza tra i due indicatori è data soprattutto dai prezzi energetici, soggetti ad una crescita record tra il 2022 e il 2023 per poi calare sensibilmente, trainando la tendenza disinflazionistica.

La spesa delle famiglie

I dati ISTAT mostrano una tendenza positiva nel reddito disponibile delle famiglie consumatrici, in aumento nel primo trimestre del 2024 rispetto a quello precedente, con una crescita del 3,5%. Tale aumento non si è riflesso nella spesa in consumi finali, che è salita solamente dello 0,5%.

Anche gli investimenti delle famiglie non hanno seguito l'andamento del reddito disponibile, con una variazione congiunturale negativa rispetto al quarto trimestre 2023 (-0,3%). Di riflesso, ad essere cresciuta è soprattutto la propensione al risparmio, aumentata del 2,6% rispetto al trimestre precedente².

Gli investimenti

Gli investimenti fissi lordi hanno contribuito all'aumento del PIL nel primo trimestre, con una crescita in termini congiunturali dello 0,5%. Tra le diverse componenti a guidare tale crescita, continua ad essere in primo piano il settore delle costruzioni, oltre a quello dei mezzi di trasporto. Risultano invece in calo gli investimenti in risorse biologiche e la spesa in impianti, macchinari e armamenti³.

¹ Fonte: OCSE, *Economic Outlook, Volume 2024 Issue 1*, maggio 2024.

² Fonte: Dati ISTAT, luglio 2024.

³ Fonte: Dati ISTAT, luglio 2024.

Le stime della Banca d'Italia riguardo all'andamento degli investimenti risultano in miglioramento per il 2024: a fine anno è infatti prevista una crescita dello 0,9%. Tuttavia, considerando il termine degli incentivi nel settore delle costruzioni e condizioni di finanziamento che rimangono restrittive, il debole segnale positivo è previsto estinguersi già a partire dal 2025⁴.

Le esportazioni

Nel primo trimestre 2024 si è verificata una lieve crescita congiunturale delle esportazioni (-0,6%), a fronte di un calo delle importazioni nello stesso periodo (-1,7%)⁵.

L'atteso miglioramento del contesto macroeconomico e della ripresa della domanda portano ad una crescita stimata delle esportazioni nel 2024 del 2,3%. Le previsioni riguardanti le importazioni per l'anno in corso indicano invece un leggero calo tendenziale dello 0,7%, causato dal basso livello degli investimenti, ad eccezione del settore delle costruzioni.

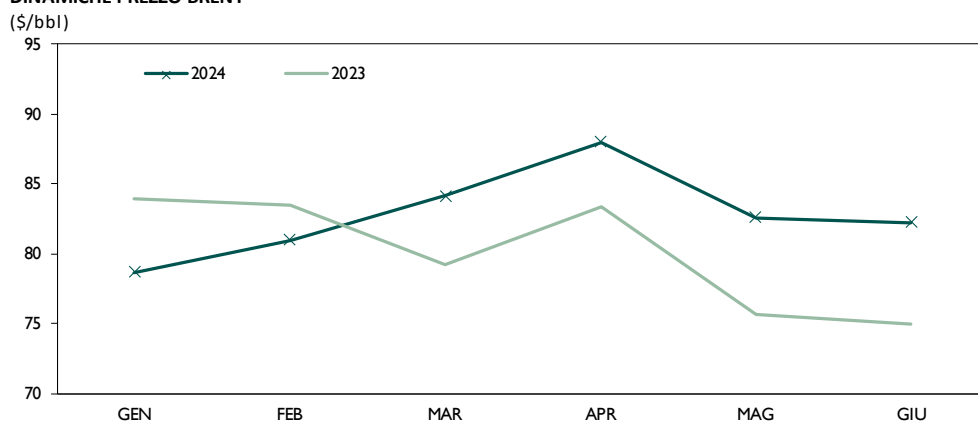
IL MERCATO PETROLIFERO

Il prezzo medio del Brent nel primo semestre 2024 si è consuntivato a 83 \$/bbl, il 4% più alto rispetto al valore medio del primo semestre 2023 (80 \$/bbl). Il prezzo del Brent in euro nei primi sei mesi del 2024 si è attestato a 77 €/bbl, valutato a un cambio euro/dollaro medio annuo pari a 1,1, in recupero del 4% rispetto allo stesso periodo del 2023.

L'aumento dei prezzi del petrolio è legato in gran parte al protrarsi dei tagli della produzione da parte dei paesi dell'OPEC+, guidati da Arabia Saudita e Russia, oltre ad essere in linea con il generale recupero dei prezzi nei mercati delle materie prime degli ultimi mesi. L'esacerbarsi delle tensioni geopolitiche nel Mar Rosso e in Medio Oriente, inoltre, ha contribuito a sostenere i prezzi.

I tagli alla produzione messi in atto dall'OPEC+ nel corso del 2023, e intensificatisi nei primi mesi del 2024, per un totale di 3,7 milioni di barili al giorno, sono stati estesi fino alla fine del 2024. Il perdurare del sistema delle quote di produzione dell'OPEC+, qualora dovessero essere messe in atto ulteriori proroghe ai tagli della produzione, potrebbe generare nuove tensioni sui prezzi nei prossimi mesi.

DINAMICHE PREZZO BRENT



⁴ Fonte: Banca d'Italia, Proiezioni macroeconomiche per l'economia italiana, giugno 2024.

⁵ Fonte: Dati ISTAT, luglio 2024.

IL MERCATO DEL GAS NATURALE

Domanda e Offerta

Nei primi sei mesi del 2024 si è registrato un calo nei consumi di gas del -6,6% rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso, per un totale di 31,0 miliardi di metri cubi contro i 33,2 miliardi/mc del 2023.

Nonostante il calo dei prezzi registrato durante i mesi invernali, la domanda di gas continua ad essere debole, principalmente per la persistenza di temperature sopra la media e di un alto livello di produzione da fonti rinnovabili, tra le quali emerge una forte ripresa della generazione idroelettrica. Nei diversi settori, è soprattutto quello dell'industria *energy intensive* che registra ancora livelli di consumi bassi, segno di un ritardo nel recupero della produzione.

Osservando i diversi settori, il consumo di gas registrato dal settore termoelettrico è stato pari a 8,8 miliardi di metri cubi, in calo dell'11,1% rispetto ai primi sei mesi del 2023 (9,9 miliardi/mc). Gli usi industriali di gas hanno registrato una domanda di 5,9 miliardi/mc, in linea rispetto al primo semestre 2023. Infine, la domanda proveniente dagli impianti di distribuzione è stata pari a 15,3 miliardi/mc, in leggero calo rispetto all'analogo periodo del 2023 (15,7 miliardi/mc, -2,5%)

GAS PRELEVATO (Mld mc)*	2024	2023	2022	Var % 2024 vs 2023	Var % 2023 vs 2022
Usi industriali	5,9	5,9	6,6	0,0%	-10,6%
Usi termoelettrici	8,8	9,9	12,7	-11,1%	-22,0%
Impianti di distribuzione	15,3	15,7	18,4	-2,5%	-14,7%
Rete terzi e consumi di sistema / <i>line pack</i>	1,0	1,7	1,3	-41,2%	30,8%
Totale prelevato	31,0	33,2	39,0	-6,6%	-14,9%

* Valori cumulati al 30 giugno, elaborazioni MBS Consulting

GAS IMMESSO (Mld mc)*	2024	2023	2022	Var % 2024 vs 2023	Var % 2023 vs 2022
Importazioni	30,1	31,9	36,1	-5,6%	-11,6%
Produzione nazionale	1,4	1,4	1,5	0,0%	-6,7%
Stoccaggi	-0,4	-0,1	1,5	(**)	(**)
Totale immesso (inclusi stoccaggi)	31,1	33,2	39,1	-6,3%	-15,1%
Capacità massima	63,4	63,0	63,0		
Load factor	47,4%	50,6%	57,2%		

* Valori cumulati al 30 giugno, elaborazioni MBS Consulting, il valore degli stoccaggi indica la movimentazione netta

** Variazione superiore al 100%

Nel primo semestre del 2024 le importazioni sono diminuite coerentemente con l'andamento della domanda (-5,6% rispetto allo stesso periodo 2023), mentre la produzione nazionale risulta stabile, attestandosi a 1,4 miliardi/mc.

Prezzi Ingrosso Gas

Nei primi tre mesi del 2024 i prezzi all'ingrosso del gas naturale su tutti i principali *hub* europei hanno proseguito il trend di decrescita stabilizzatosi alla fine del 2023, grazie al basso livello di domanda durante i mesi invernali e ad un quadro di offerta sostanzialmente stabile. A partire dal mese di aprile, le quotazioni dei principali mercati *spot* hanno scontato invece un aumento al di sopra delle aspettative della domanda asiatica di GNL, combinatosi con una serie di interruzioni non programmate di alcuni impianti chiave di liquefazione negli Stati Uniti e in Australia.

Nonostante il persistere di tensioni geopolitiche, gli aumenti dei prezzi del gas sono rimasti comunque contenuti a livello europeo, anche grazie a un abbondante livello degli stoccaggi.

La media dei prezzi spot al TTF nel primo semestre del 2024 è stata pari a 29,6 €/MWh, con un calo del -33,5% rispetto ai primi sei mesi del 2023 (44,5 €/MWh).

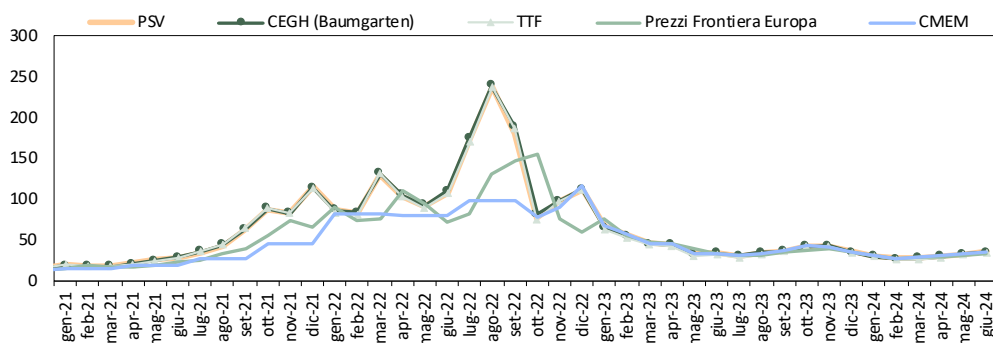
Il prezzo medio CEGH (Baumgarten) consuntivato ad oggi supera di poco i 30 €/MWh (in diminuzione di circa il 34% su base semestrale), mentre il PSV nel primo semestre 2024 è stato in media pari a 31,2 €/MWh, -33,5% rispetto al primo semestre del 2023, in cui era pari a 46,9 €/MWh.

Nel primo semestre del 2024 si è registrata inoltre una diminuzione del differenziale medio PSV-TTF, pari a 1,6 €/MWh e minore del -30,4% rispetto allo *spread* del primo semestre del 2023 (2,3 €/MWh).

Nel primo semestre del 2024 i prezzi alla frontiera sono diminuiti, in linea con il *trend* osservato nei principali *hub* europei, registrando un livello medio di 30,6 €/MWh, minore del -38% rispetto ad i primi sei mesi del 2023. La media dei prezzi italiani alla frontiera nel semestre è risultata leggermente superiore alla media europea, assestandosi sui 31,5 €/MWh.

PREZZI ALL'INGROSSO IN EUROPA

(€/MWh)



Ultimo dato 30 giugno 2024

Elaborazioni MBS Consulting

Prezzo dello sbilanciamento e mercato tutelato

Nel mercato italiano, il prezzo di sbilanciamento nel primo semestre 2024 è stato mediamente di 31,4 €/MWh⁶, inferiore del -33,6% rispetto ai valori relativi al primo semestre 2023 (pari, in media, a 47,3 €/MWh). Sui mercati della piattaforma MGAS, funzionali alla definizione del prezzo di sbilanciamento (MGP-GAS e MI-GAS), durante il primo semestre del 2024 è stato scambiato un volume pari a quasi 7 miliardi/mc di cui 2 miliardi/mc scambiati sul mercato infra-giornaliero MI-GAS.

La componente CEMEM, intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel mercato tutelato, è calcolata da ARERA come la media mensile del prezzo PSV Day Ahead rilevato da ICIS-Heren: il valore medio da inizio anno è pari a 31,2 €/MWh.

⁶ Il prezzo si riferisce al SAP, System Average Price, come definito dalla Delibera ARERA 312/2016/R/gas.

IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Domanda e Offerta

La produzione di energia elettrica in Italia nei primi sei mesi del 2024 è stata di quasi 110 TWh, minore del 10,5% rispetto allo stesso periodo del 2023, principalmente a causa di un ridotto contributo della produzione termoelettrica. La domanda di energia nel semestre è stata di poco superiore ai 150 TWh, in linea con i valori del 2023, soddisfatta per il 71,7% dalla produzione nazionale e per il restante 28,3% dalle importazioni.

Quasi il 50% della produzione nazionale è rappresentato dal comparto termoelettrico, con un volume paria a 53 TWh, tuttavia in netta diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2023 (-33,1%). La produzione idroelettrica è stata pari a 26 TWh, in forte aumento rispetto al 2023 (+65,8%) e superiore del 24% anche alla media degli ultimi cinque anni. Complessivamente, la fonte idroelettrica ha contribuito alla produzione netta nazionale per il 24,3%, mentre l'energia geotermica, solare ed eolica hanno complessivamente contribuito per il 26,7%, con una produzione di energia di 29 TWh, in aumento dell'11,7% rispetto al 2023. La domanda di energia elettrica in Italia durante i primi sei mesi dell'anno è stata dello 0,6% superiore rispetto al primo semestre 2023, senza una effettiva ripresa nonostante il calo dei prezzi energetici. La domanda è diminuita in modo significativo al Sud (-31,9%) e al Centro (-11,0%), mentre è cresciuta dello 0,9% nelle Isole e del 16,5% al Nord.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata (GWh e variazioni tendenziali)

	fino a 30/06/2024	fino a 30/06/2023	Var. %
Domanda	151.389	150.501	0,6%
Nord	85.400	73.325	16,5%
Centro	38.829	43.638	-11,0%
Sud	13.861	20.362	-31,9%
Isole	13.299	13.176	0,9%
Produzione netta	108.821	121.588	-10,5%
Idroelettrico	26.484	15.970	65,8%
Termoelettrico	53.298	79.625	-33,1%
Geotermoelettrico	2.654	2.654	0,0%
Eolico e fotovoltaico	26.385	23.339	13,1%
Consumo Pompaggi	-348	-806	-56,8%
Saldo estero	42.916	29.719	44,4%

Elaborazioni MBS Consulting

Prezzi Mercato del Giorno Prima (MGP)

Nel primo semestre del 2024, il PUN si è attestato a un valore medio di 93,4 €/MWh, in diminuzione del -31,5% rispetto al 2023, in cui la media del primo semestre aveva raggiunto i 136,3 €/MWh. In Italia il prezzo dell'energia elettrica ha visto una tendenza al ribasso nei primi mesi dell'anno, salvo poi aumentare negli ultimi due mesi ed attestarsi a 103,2 €/MWh a giugno, coerentemente con la stagionalità e l'inizio della stagione di raffrescamento.

L'andamento del mercato mondiale del GNL degli ultimi mesi del semestre, con l'aumento della domanda asiatica e la limitata disponibilità dell'offerta, hanno contribuito a supportare il prezzo elettrico in Italia, ancora influenzato in modo significativo dalle dinamiche del mercato gas. La stessa inversione di tendenza è stata comune a tutti i prezzi zionali, che rispetto alla media del PUN del primo semestre del 2023 hanno registrato uno scostamento medio del 31%.

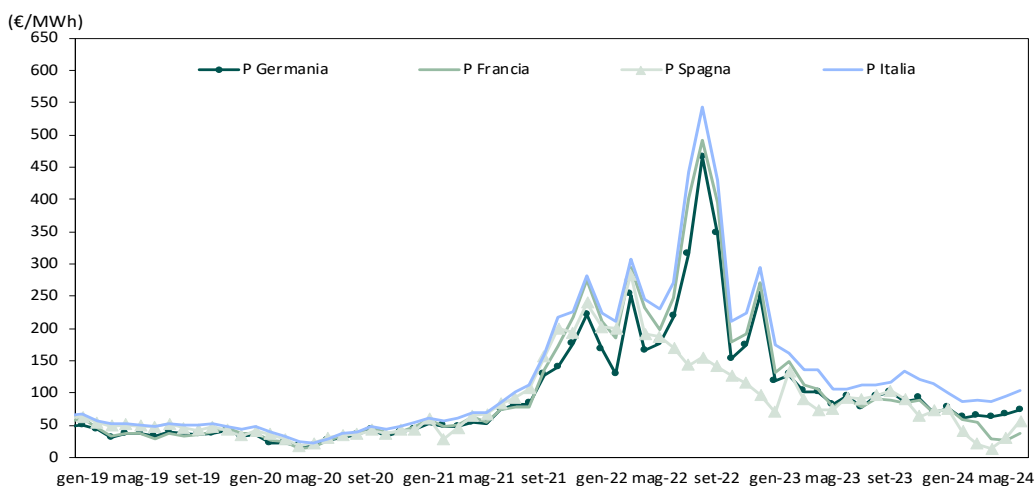
Durante il primo semestre 2024, il differenziale tra prezzi medi zionali (6 €/MWh) ha subito una significativa riduzione rispetto al primo semestre del 2023 (9 €/MWh, -33,3%). Il prezzo zonale medio più alto si è registrato in Sicilia, con un CCT *baseload* medio di -0,9 €/MWh, mentre la Sardegna è stata la zona con il prezzo elettrico in media più basso del PUN (-3,7 €/MWh).

Andamento delle principali borse europee

Il prezzo medio per le borse elettriche europee⁷ nel primo semestre 2024 è stato di 51,2 €/MWh, in forte diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2023, quando si attestava a 101,5 €/MWh (-49,6%), mostrando per il secondo anno di fila un calo superiore al 50%.

Il differenziale medio con il PUN è dunque stato di 42,2 €/MWh, mentre nel primo semestre dell'anno precedente si era attestato a 34,8 €/MWh. In linea con quanto avvenuto in Italia, i prezzi europei si sono attestati su livelli significativamente più bassi di quelli del 2023 nel periodo da gennaio a giugno (mediamente -50%). Tra i principali paesi la Spagna è quello che ha registrato il prezzo medio elettrico più basso nei primi sei mesi del 2024 (39,1 €/MWh, -44,0% rispetto allo stesso periodo del 2023), guidato dalla combinazione di bassa domanda e alta produzione da fonti rinnovabili (solare ed eolica in particolare).

DINAMICHE PREZZI ELETTRICI EUROPEI



Elaborazioni MBS Consulting

Futures relativi al PUN Baseload su EEX

Nella tabella successiva vengono riportate le quotazioni *futures* relative al PUN trattate nel secondo trimestre del 2024. Nei primi tre mesi del 2024 le quotazioni dei prodotti mensili sono risultate tendenzialmente al ribasso, con un'inversione di tendenza a partire dal mese di aprile, coerente con l'aumento atteso della domanda per il raffreddamento per il periodo estivo.

I prezzi dei prodotti *futures* trimestrali hanno visto invece una tendenza in aumento nelle quotazioni di tutto il periodo, scontando un possibile ritorno delle tensioni sui prezzi legato alle dinamiche del mercato del GNL e del gas naturale. Il *Calendar-25* (Y1 25) ha seguito sostanzialmente la stessa dinamica crescente, con un premio di oltre 10 €/MWh tra le quotazioni medie di gennaio e quelle di giugno 2024.

apr-24 Futures		mag-24 Futures		giu-24 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
mag-24	82,5	giu-24	92,1	lug-24	103,3
giu-24	83,5	lug-24	96,2	ago-24	107,4
lug-24	88,7	ago-24	105,0	set-24	104,5
trimestrali		trimestrali		trimestrali	
Q3 24	95,9	Q3 24	104,0	Q3 24	107,9
Q4 24	107,4	Q4 24	115,5	Q4 24	115,7
Q1 25	111,9	Q1 25	120,7	Q1 25	118,1
annuali		annuali		annuali	
Y1 25	110,3	Y1 25	109,8	Y1 25	110,7

Elaborazioni MBS Consulting

⁷ Il prezzo delle borse elettriche Europee viene calcolato prendendo in considerazione la media aritmetica dei risultati di mercato in Germania, Francia e Spagna.

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Consolidamento di Sienambiente

In base all'entrata in efficacia dei nuovi patti parasociali fra i soci Iren Ambiente Toscana, la Provincia di Siena e i comuni senesi, sottoscritti a ottobre 2023, dal 1° gennaio 2024 Sienambiente S.p.A. rientra nell'area di consolidamento integrale del Gruppo Iren.

La società può dunque contare sulle sinergie e sulle risorse del Gruppo per portare avanti il piano industriale, che prevede in particolare, sul fronte dell'autosufficienza impiantistica, il totale rifacimento del polo industriale delle Cortine con la realizzazione di un impianto di selezione e trattamento di rifiuti, oltre alla realizzazione di un biodigestore che produrrà biometano dal rifiuto organico.

Sienambiente gestisce un impianto di selezione e valorizzazione dei rifiuti urbani, due impianti di compostaggio, un termovalorizzatore e una discarica per un totale di rifiuti trattati di circa 200 mila tonnellate annue.

Servizio Idrico Integrato della Provincia di Reggio Emilia

Dal 1° gennaio 2024 Azienda Reggiana per la Cura dell'Acqua - ARCA S.r.l. è il nuovo Gestore del Servizio Idrico Integrato della Provincia di Reggio Emilia, subentrando al precedente gestore IRETI.

ARCA è una società a partecipazione mista pubblica e privata, costituita dal Socio Pubblico AGAC Infrastrutture S.p.A. e dal Socio Privato Operativo IRETI, selezionato mediante procedura di gara, oggetto di aggiudicazione a fine 2022.

Nell'ambito delle attività relative alla fornitura dei servizi idrici, ARCA delega l'esecuzione di alcuni compiti operativi, il cui affidamento è disciplinato da apposita convenzione, alla Società Operativa Territoriale Iren Acqua Reggio, interamente controllata da IRETI. Per gli utenti l'avvio della nuova gestione non ha comportato alcun adempimento o formalità: infatti, i contratti di fornitura in essere, e la relativa bollettazione, sono passati in continuità alla gestione di ARCA mantenendo le medesime condizioni già applicate da IRETI e definite sulla base della regolazione vigente.

Emissione di un quinto *Green Bond* di 500 milioni di euro

A valere sul programma Euro Medium Term Notes (EMTN) in essere (pari a 4 miliardi di euro), il 15 gennaio 2024 Iren S.p.A. ha concluso, con notevole successo in termini di ordini ricevuti, l'emissione e la quotazione di un Bond (il quinto in formato Green Use of Proceeds) riservato a investitori istituzionali, di importo pari a 500 milioni di euro e una durata di 8 anni e mezzo, destinato al finanziamento e rifinanziamento di progetti che concorrono alla realizzazione degli obiettivi di sostenibilità definiti nel Piano Industriale.

I titoli, che hanno un taglio unitario minimo di 100.000 euro e scadono il 22 luglio 2032, pagano una cedola lorda annua pari al 3,875% e sono stati collocati a un prezzo di emissione pari a 99,514%. Il tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza è dunque pari a 3,946%, corrispondente a un rendimento di 135 punti base sopra il tasso midswap.

Il nuovo Bond è quotato sul mercato regolamentato della Borsa Irlandese (Euronext Dublin) ed è ammesso a negoziazione sul sistema Euronext Access Milan, organizzato e gestito da Borsa Italiana, nel segmento dedicato agli strumenti di tipo *green*.

Acquisizione di clienti nell'ambito delle aste per il Servizio a Tutele Graduali

Ad esito delle procedure competitive per l'assegnazione del Servizio a Tutele Graduali, nel primo semestre 2024 Iren Mercato è risultata aggiudicataria di:

- due lotti del segmento domestico non vulnerabile della maggior tutela, relativi a dieci province, per un totale di circa 300 mila clienti. Nello specifico, Iren Mercato, insieme alla controllata Salerno Energia Vendite (SEV), si è aggiudicata il Lotto 22 - Sud 6 (Salerno, Taranto, Potenza, Brindisi e Matera) e il Lotto 23 - Sud 7 (Cosenza, Foggia, Barletta-Andria-Trani, Campobasso e Isernia). SEV rafforza dunque la propria presenza in alcune regioni dove già opera con successo;
- tre lotti del segmento Piccole e Medie Imprese, con decorrenza 1° Luglio 2024, relativi alle regioni Toscana e Calabria (lotto 1), Piemonte ed Emilia Romagna (lotto 4) e Puglia, Abruzzo, Basilicata, Molise, Umbria e Sicilia (lotto 7), per complessivi 38.000 punti di prelievo.

Si ricorda che il Servizio a Tutele Graduali, predisposto da ARERA dopo la rimozione della tutela di prezzo (mercato tutelato), è un regime transitorio per i consumatori che non hanno ancora scelto un fornitore nel mercato libero e nel quale, per un periodo non superiore a 3 anni, è prevista la fornitura di energia dagli operatori aggiudicatari delle relative aste.

Operazione EGEA: accordo di investimento

A valle delle interlocuzioni seguite alla presentazione dell'offerta del settembre 2023 per alcune attività del gruppo EGEA, il 30 marzo 2024 Iren ha sottoscritto un accordo di investimento vincolante per l'acquisizione del 50% del capitale sociale di una *NewCo* nella quale è previsto il trasferimento dei rami operativi di EGEA S.p.A., EGEA Commerciale S.r.l. ed EGEA Produzioni e Teleriscaldamento S.r.l. ("EGEA PT"), nell'ambito della procedura di composizione negoziata della crisi ex D.Lgs. 14/2019 ("Codice della Crisi") delle stesse società. In base ai termini dell'accordo, la *NewCo* sarà partecipata da Iren al 50% attraverso un aumento di capitale di 85 milioni di euro, da sottoscrivere e liberare al *closing* dell'operazione, e per l'altro 50% da una *MidCo*, interamente detenuta da EGEA S.p.A.. Iren disporrà inoltre:

- di un'opzione *call* sulla quota di partecipazione della *MidCo* della durata di quattro anni, esercitabile a partire dal 31 marzo 2025;
- della facoltà, a partire dal 1° gennaio 2025, di sottoscrivere un aumento di capitale riservato pari a 42,5 milioni di euro, che porterebbe la quota di Iren al 60% di *NewCo*, per dare seguito ad ulteriori investimenti di sviluppo, in via prevalente nei settori del teleriscaldamento e nel servizio idrico integrato.

Nell'ambito dell'operazione, utilizzando parte delle risorse apportate tramite l'aumento di capitale di Iren al *closing*, *NewCo* acquisirà altresì da Lighthouse Terminals Limited (società del fondo iCON Infrastructure) il 100% di Lime Energia S.r.l., che detiene partecipazioni di minoranza del 49% in alcune società del gruppo EGEA, andando così a detenere il 100% di Ardea S.r.l. (illuminazione pubblica), Reti Metano Territorio S.r.l. (distribuzione gas) e TLRNET S.r.l. (teleriscaldamento).

Le principali attività ricomprese nel perimetro oggetto dell'operazione riguardano:

- un portafoglio di circa 200 mila clienti gas ed energia elettrica;
- le reti di teleriscaldamento site in comuni piemontesi come Alba e Alessandria;
- il servizio di illuminazione pubblica in alcuni comuni nella provincia di Cuneo;
- il servizio di raccolta rifiuti in circa 290 comuni nelle regioni Piemonte, Liguria, Toscana, Lazio e Sardegna (per un totale di 1,2 milioni di abitanti serviti);
- il Servizio Idrico Integrato a favore di 300 mila abitanti in particolare presso l'ATO 4 cuneese;
- la distribuzione gas con più di 50 mila Punti di Riconsegna in territori piemontesi e lombardi;
- la generazione elettrica tramite fonti rinnovabili quali impianti fotovoltaici, biogas e biometano.

Il perimetro della *NewCo* evidenzia un EBITDA ordinario atteso di 50 - 55 milioni di euro e un Indebitamento Finanziario Netto, previsto immediatamente a valle della ristrutturazione del debito collegata alla composizione negoziata della crisi, pari a circa 170 milioni di euro.

Nel periodo intercorso dalla stipula dell'accordo di investimento si sono verificate le principali condizioni sospensive al compimento dell'operazione: in data 23 aprile l'operazione ha infatti ottenuto l'autorizzazione Golden Power e in data 26 giugno l'autorizzazione Antitrust, mentre il 28 giugno la Sesta Sezione Civile – Procedure Concorsuali del Tribunale di Torino ha pubblicato il provvedimento di omologa, ai sensi del Codice della Crisi, inerente gli accordi di ristrutturazione dei debiti conclusi da EGEA, EGEA PT e EGEA Commerciale con le proprie creditrici finanziarie, i propri obbligazionisti e i propri fornitori, nonché le proposte di transazione fiscale formulate all'Agenzia delle Entrate e all'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli.

Infine, i risultati consolidati riferiti al perimetro oggetto dell'operazione evidenziano il rispetto dell'indebitamento finanziario netto *adjusted* (rettificato per il capitale circolante, il fondo TFR e i fondi rischi previsti e adeguati a valle della due diligence) contrattualmente indicato come condizione sospensiva.

Fatta salva la verifica di limitate ulteriori condizioni previste dall'Accordo di Investimento, il *closing* dell'operazione è dunque atteso il 1° agosto 2024.

L'operazione si pone la finalità di rilanciare le attività industriali di EGEA, in prevalenza regolate, integrandole nel portafoglio di business garantendo i livelli occupazionali, e di espandere e sviluppare la presenza di Iren nel basso Piemonte in modo compatibile con i target di sostenibilità finanziaria del Gruppo.

Nomina del Lead Independent Director

Facendo seguito ad approfondimenti avviati nel corso del 2023, il Consiglio di Amministrazione, in adesione al Codice di Corporate Governance delle società quotate e alle best practices nazionali e internazionali, ha formalizzato la nomina di un *Lead Independent Director* ("LID"), individuato nella consigliera Avv. Enrica Maria Ghia, in possesso dei requisiti di indipendenza e professionalità previsti per il ruolo.

Il LID svolgerà le funzioni di cui al Codice di Corporate Governance, in gran parte già in capo alla precedente figura del Coordinatore degli Amministratori Indipendenti, nella persona della consigliera Dott.ssa Licia Soncini, che si è fatta parte attiva nel favorire l'evoluzione di tale ruolo. Il LID rappresenterà quindi un punto di riferimento e coordinamento delle istanze e dei contributi degli Amministratori Indipendenti nell'ambito del Consiglio di Amministrazione.

Sottoscrizione di finanziamenti green

Rispettivamente nelle date del 10 e del 19 giugno 2024 Iren S.p.A. ha sottoscritto:

- con Banca di Sviluppo del Consiglio d'Europa (CEB – Council of Europe development Bank) un finanziamento di tipo Public Finance Facility (PFF) di 80 milioni di euro, utilizzabili in più tranche con una durata fino a 16 anni, volto a finanziare parte del piano di investimenti nelle infrastrutture idriche del Gruppo nelle province di Genova e La Spezia. Gli investimenti previsti riguardano l'espansione e il miglioramento della rete acquedottistica e fognaria e dei sistemi di depurazione nell'ottica dell'uso sostenibile delle risorse idriche, anche attraverso la conseguente riduzione delle perdite di rete. La linea di credito segue i due precedenti finanziamenti di pari importo volti a migliorare le infrastrutture idriche di Genova e Parma e lo sviluppo del teleriscaldamento nell'area metropolitana di Torino;
- con Banca Europea degli Investimenti (BEI) una linea di credito di 200 milioni di euro e della durata di 18 anni, che servirà a supportare gli investimenti sostenibili relativi ai progetti di resilienza delle reti elettriche, volti alla manutenzione, al potenziamento ed allo sviluppo delle reti di distribuzione, nonché all'installazione di nuovi *smart meter* nei territori storici del Gruppo quali l'Emilia-Romagna e il Piemonte, e in particolare nei comuni di Parma, Torino e Vercelli.

Acquisizione di Agrovoltaica

Il 18 giugno 2024 Iren Green Generation ha acquisito il controllo di Agrovoltaica S.r.l., titolare dell'autorizzazione per la realizzazione del primo grande impianto agrivoltaico avanzato in Italia: una soluzione innovativa che coniuga agricoltura e produzione fotovoltaica attraverso l'installazione di strutture e pannelli a oltre due metri da terra, garantendo la possibilità di coltivazione su quasi tutta la superficie del campo. L'impianto avrà una potenza complessiva di 49 MW, oltre a 50 MW di capacità di storage, per un'estensione di 65 ettari e una produzione annua attesa di 80 GWh.

Il corrispettivo dell'operazione è pari a 4,8 milioni di euro, comprendente il rimborso di finanziamenti in capo ai soci venditori: l'investimento complessivo atteso per la realizzazione dell'impianto, che entrerà in funzione entro il 2027, è invece pari a 54 milioni di euro.

Licenziamento del dott. Paolo Signorini (Amministratore Delegato e Direttore Generale sino al 7 maggio 2024 e Consigliere sino al 27 giugno 2024)

Il Consiglio di Amministrazione, nella seduta del 25 giugno 2024, tenuto conto dell'istruttoria condotta, per i profili di rispettiva competenza, sia dal Comitato per la Remunerazione e le Nomine (anche in veste di Comitato per le Operazioni con Parti Correlate) sia dal Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità, ha deliberato il licenziamento del dott. Paolo Signorini dal suo ruolo di Dirigente Apicale di Iren S.p.A. per giusta causa oggettiva, in conseguenza dell'oggettiva incompatibilità della prestazione lavorativa con la situazione contingente generatasi.

Le misure di custodia cautelare assunte nei confronti del dott. Signorini il 7 maggio 2024, connesse alle indagini in corso della Procura della Repubblica di Genova e confermate anche dopo le istanze avanzate dalla sua difesa, hanno comportato l'impossibilità, ormai irreversibile e dunque non più soltanto temporanea, di esercitare, appunto, le sue funzioni di Dirigente Apicale di Iren S.p.A..

Per quanto concerne gli elementi economici, non è prevista l'erogazione di somme di denaro in relazione allo scioglimento del rapporto di lavoro a tempo determinato prima della scadenza del termine. In merito, restano peraltro fermi tutti gli strumenti a tutela dei diritti e delle prerogative della Società. Il dott. Signorini, inoltre, non risulta detenere azioni Iren.

Il Consiglio di Amministrazione ha dunque confermato la configurazione organizzativa approvata nella riunione straordinaria convocata lo scorso 7 maggio, che ha visto la riassegnazione delle deleghe precedentemente in capo all'ex Amministratore Delegato agli altri due Organi Delegati, con l'obiettivo di assicurare stabilità e continuità alla gestione aziendale. In particolare:

- al Presidente Esecutivo, oltre alle deleghe già in essere (Comunicazione, Relazioni Esterne e Public Affairs, Associazioni, Internazionalizzazione e Progetti Strategici, Affari Regolatori, Permitting, Innovazione, Finanza e Investor relations, Segreteria Societaria e M&A) sono state affidate le deleghe gestionali nelle seguenti aree: Business Unit Ambiente, Energia, Mercato e Reti nonché Affari Legali, Energy Management e Amministrazione, Finanza Ordinaria e Controllo;
- al Vice Presidente Esecutivo, oltre alle deleghe già in essere (Affari Societari, Corporate Social Responsibility e Comitati Territoriali, Internal Audit e Compliance e Personale e Organizzazione) sono state affidate le deleghe gestionali in materia di Approvvigionamenti, Logistica e Servizi, Tecnologie e Sistemi informativi e Risk Management.

Inoltre, già il 30 maggio 2024 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di dichiararsi persona offesa nell'ambito del procedimento penale in corso nei confronti del dott. Paolo Signorini, incaricando in merito un esperto penalista di fiducia.

Fermo restando quanto precede, l'Assemblea dei Soci IREN, in data 27 giugno 2024, ha proceduto alla nomina, su proposta dell'azionista FSU S.r.l., della prof.ssa Paola Girdinio quale Consigliere di Amministrazione della Società, in sostituzione del Consigliere dott. Paolo Signorini (cooptato il 30 agosto 2023 e in carica sino alla prima assemblea, ovvero a quella del 27 giugno 2024, chiamata ad esprimersi al riguardo).

Iren ha inoltre avviato lo svolgimento di due audit specifici - uno da parte della funzione interna preposta non appena appresa la notizia del provvedimento di custodia cautelare nei confronti del dott. Signorini, e uno da parte di un advisor indipendente e qualificato - per analizzare approfonditamente le attività poste in essere dallo stesso dott. Signorini in Iren (nel periodo di vigenza della sua carica, dal 30 agosto 2023 fino al 7 maggio 2024), e valutare la correttezza dell'operato, tenuto conto delle deleghe e dei poteri allo stesso attribuiti.

Il Consiglio di Amministrazione, in data 29 luglio 2024, ha esaminato i report definitivi degli audit specifici e preso atto delle relative risultanze. Sulla base degli esiti dei sopracitati audit specifici non risultano, allo stato, circostanze tali da comportare impatti materiali sulla situazione economico-patrimoniale e finanziaria della società o criticità in merito alla tenuta del sistema dei controlli interni. La Società si riserva comunque ulteriori approfondimenti finalizzati all'eventuale avvio di azioni legali a propria tutela.

Piano industriale 2024-2030

Il 25 giugno 2024 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'aggiornamento del Piano industriale al 2030, basato sui principi di forte focalizzazione strategica e attenta disciplina finanziaria.

La strategia di crescita di Iren, che prevede il rafforzamento degli organici tramite 2.400 nuove assunzioni, viene confermata nei tre pilastri fondamentali:

- **transizione ecologica**, con una progressiva decarbonizzazione delle fonti di generazione energetica e il rafforzamento della leadership nell'economia circolare e nell'utilizzo sostenibile delle risorse, in particolare quella idrica;
- **creazione di valore dai territori**, grazie alla capacità di fare sistema, mettendo a disposizione del Paese le proprie competenze per sviluppare nuove infrastrutture e impianti;
- **qualità del servizio**, attraverso il miglioramento delle performance e la massimizzazione dei livelli di soddisfazione dei clienti/cittadini, anche grazie a un portafoglio più ampio di servizi e prodotti.

In merito, il Gruppo si prefigge:

- un EBITDA di 1,8 miliardi di euro al 2030, con un CAGR del +6% grazie alla crescita per linee interne, all'ampliamento del perimetro di consolidamento e alle sinergie conseguibili. L'incremento interessa tutti i settori di business;
- investimenti complessivi per 8,2 miliardi di euro (di cui il 60% di sviluppo e 40% di mantenimento), destinati principalmente ai servizi a rete (ciclo idrico integrato, distribuzione energia elettrica e gas),

allo sviluppo di nuova capacità di generazione elettrica da fonte rinnovabile e agli impianti di trattamento rifiuti, oltre che alla crescita della base clienti retail.

L'attuale piano di investimenti si differenzia dal precedente per il maggior focus sui business regolati, il rallentamento dello sviluppo della capacità rinnovabile, la rimodulazione dello sviluppo di impianti della filiera ambiente e della crescita per linee esterne. A tal proposito, il 94% degli investimenti previsti sono inerenti alla crescita organica (per linee interne) e solo il 6% sono destinati a operazioni di consolidamento, gare ed M&A, buona parte dei quali (l'85%) è già stata individuata e in corso di finalizzazione (EGEA).

L'80% degli investimenti cumulati sono relativi ai settori regolati e semi-regolati, al fine di potenziare, ammodernare e digitalizzare i servizi a rete, sviluppare capacità rinnovabile tramite Power Purchase Agreements e incentivi, estendere il teleriscaldamento e migliorare la qualità del servizio della raccolta dei rifiuti urbani. Gli investimenti vedono una maggior concentrazione nel primo quadriennio e si caratterizzano per un basso rischio di esecuzione, un'alta prevedibilità dei risultati e un elevato grado di flessibilità volto a modificare temporalmente, in caso di necessità, gli esborsi previsti.

Oltre il 70% degli investimenti, pari a 5,8 miliardi di euro, sono indirizzati a progetti che concorrono al raggiungimento dei target di sostenibilità;

- un rapporto Posizione Finanziaria Netta/EBITDA in miglioramento, sino al 2,7x nel 2030. Nonostante il significativo piano di investimenti, il profilo finanziario è previsto bilanciato data la soglia massima pari a 3,5x, stabilita in coerenza con gli attuali giudizi di rating e sostenuta dalla quota che le attività regolate e semi-regolate rivestono nel portafoglio di attività del Gruppo (circa l'80%).

Tra le fonti di finanziamento previste sono state incluse la vendita dell'asset termoelettrico di Turbigio, prevista dopo il 2027, e l'apporto di equity da partner finanziari per favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Il costo medio del debito è previsto a livelli inferiori al 2,4% fino al 2025, mentre per i restanti anni di piano le attese si attestano al 2,6%.

Infine, a partire dal 2027 il 90% del debito sarà composto da strumenti di finanza sostenibile, traguardando il 100% entro il 2030;

- un utile netto di Gruppo superiore a 400 milioni di euro al 2030, con un CAGR del +7%;
- un dividendo previsto pari al valore massimo fra un incremento annuo dell'8% e un pay-out del 60% dell'utile netto di Gruppo ordinario. Nella seconda parte dell'orizzonte di piano il pay-out sarà pari al 60%.

Assemblea degli Azionisti

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Iren S.p.A. ha approvato in data 27 giugno 2024 il Bilancio d'Esercizio al 31 dicembre 2023 della Società e la Relazione sulla Gestione, e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,1188 euro per azione ordinaria, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione. L'Assemblea degli azionisti ha inoltre:

- nominato un nuovo componente del Consiglio di Amministrazione, proposto da Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. (FSU) e con durata in carica sino all'approvazione del Bilancio d'Esercizio al 31 dicembre 2024, nella persona della Prof.ssa Paola Girdinio, in sostituzione del consigliere Paolo Signorini;
- approvato la sezione prima ("Politiche sulla Remunerazione 2024") della Relazione sulla politica in materia di remunerazione 2024 e sui compensi corrisposti 2023;
- espresso voto favorevole sulla sezione seconda ("Compensi corrisposti esercizio 2023") della stessa Relazione;
- approvato la rimodulazione, limitatamente al solo periodo di vacancy conseguente alle dimissioni dell'ing. Armani e perdurato dal 12 giugno 2023 al 30 agosto 2023, dell'importo massimo per la remunerazione degli Amministratori investiti di particolari cariche stabilito dall'Assemblea, onde consentire al Consiglio di Amministrazione di riconoscere al Presidente e al Vicepresidente esecutivi un compenso integrativo per l'esercizio, proporzionale agli aggiuntivi poteri e responsabilità nel suddetto periodo;
- nominato il Collegio Sindacale ed il suo Presidente per il triennio 2024-2025-2026 e determinato i relativi compensi.

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Il Gruppo Iren utilizza indicatori alternativi di performance (IAP) al fine di trasmettere in modo più efficace le informazioni sull'andamento della redditività dei business in cui opera, nonché sulla propria situazione patrimoniale e finanziaria. Tali indicatori sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

In merito a tali indicatori, CONSOB ha emesso la Comunicazione n. 92543/15 che rende applicabili gli Orientamenti emanati dalla European Securities and Markets Authority (ESMA) circa la loro presentazione nelle informazioni regolamentate diffuse o nei prospetti pubblicati. Questi Orientamenti sono volti a promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi di performance inclusi nelle informazioni regolamentate o nei prospetti rientranti nell'ambito d'applicazione della direttiva 2003/71/CE, al fine di migliorarne la comparabilità, l'affidabilità e la comprensibilità.

Nel seguito sono forniti, in linea con le comunicazioni sopra citate, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori esposti nel presente fascicolo di bilancio.

Capitale investito netto (CIN): determinato dalla somma algebrica dell'Attivo immobilizzato, delle Altre attività (passività) non correnti, del Capitale circolante netto, delle Attività (passività) per imposte differite, dei Fondi rischi e benefici ai dipendenti e delle Attività (passività) destinate a essere cedute.

Per ulteriori dettagli sulla costruzione delle singole voci che compongono l'indicatore si rimanda al prospetto di riconciliazione, riportato negli allegati al Bilancio Consolidato, fra lo stato patrimoniale riclassificato e lo stato patrimoniale di bilancio.

Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta un'utile misurazione ai fini della valutazione delle attività nette complessive, sia correnti che immobilizzate, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti. Tale indicatore consente inoltre di condurre analisi sugli andamenti operativi e di misurare la performance in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Indebitamento finanziario netto: determinato dalla somma delle Passività finanziarie non correnti al netto delle Attività finanziarie non correnti e delle Passività Finanziarie correnti al netto delle Attività finanziarie correnti e delle Disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

Per ulteriori dettagli sulla costruzione delle singole voci che compongono l'indicatore si rimanda al prospetto di riconciliazione, riportato negli allegati al Bilancio Consolidato, fra lo stato patrimoniale riclassificato e lo stato patrimoniale di bilancio.

Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta un'utile misurazione della struttura finanziaria del Gruppo, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti.

Capitale Circolante Netto (CCN): determinato dalla somma algebrica delle Attività e Passività derivanti da contratti con i clienti correnti e non correnti, dei Crediti commerciali correnti e non correnti, delle Rimanenze, delle Attività e i Debiti per imposte correnti, dei Crediti vari e altre attività correnti, dei Debiti commerciali e dei Debiti vari e altre passività correnti.

Per ulteriori dettagli sulla costruzione delle singole voci che compongono l'indicatore si rimanda al prospetto di riconciliazione, riportato negli allegati al Bilancio Consolidato, fra lo stato patrimoniale riclassificato e lo stato patrimoniale di bilancio.

Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta un'utile misurazione dell'efficienza operativa del Gruppo, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione e quelli relativi a periodi o esercizi precedenti.

Margine operativo lordo (EBITDA): determinato dalla somma del Risultato prima delle imposte, del Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, della Rettifica di valore di partecipazioni, dei Proventi e Oneri finanziari e degli Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni. Il Margine Operativo Lordo è esplicitamente indicato come sottotale nel bilancio.

Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta un utile strumento per la valutazione della performance operativa del Gruppo (sia nel suo complesso che a livello di singola Business Unit), anche mediante la comparazione tra i risultati operativi del periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti. Tale indicatore consente inoltre di condurre

analisi sugli andamenti operativi e di misurare la performance in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Risultato operativo (EBIT): determinato dalla somma del Risultato prima delle imposte, del Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, della Rettifica di valore di partecipazioni e dei Proventi e Oneri finanziari. Il Risultato Operativo è esplicitamente indicato come sottotale nel bilancio.

Free cash flow: determinato dalla somma del Cash flow operativo e del Flusso finanziario da attività di investimento come indicati nel Rendiconto finanziario sintetico.

Investimenti: rappresenta la somma degli investimenti in Immobili, impianti e macchinari, in Attività immateriali e in attività finanziarie (partecipazioni), presentata al lordo dei contributi in conto capitale. Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta una misura delle risorse finanziarie assorbite in acquisti di beni durevoli nel periodo.

Margine operativo lordo su ricavi: determinato facendo una proporzione, in termini percentuali, del margine operativo lordo diviso il valore dei ricavi. Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta un utile strumento per la valutazione della performance operativa del Gruppo (sia nel suo complesso che a livello di singola Business Unit), anche mediante la comparazione con periodi o esercizi precedenti.

Indebitamento finanziario netto su patrimonio netto: determinato come rapporto tra l'Indebitamento finanziario netto e il Patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta un utile strumento per la valutazione della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri.

Gli investitori devono essere al corrente che:

- tali indicatori non sono riconosciuti come criterio di valutazione di performance ai sensi degli IFRS;
- non devono essere adottati come alternativi al risultato operativo, all'utile netto, al flusso di cassa operativo e di investimento, alla posizione finanziaria netta o ad altre misure conformi agli IFRS, ai GAAP italiani o a qualsiasi altro principio contabile generalmente accettato; e
- sono usati dalla direzione aziendale per monitorare l'andamento del business e della gestione dello stesso, ma non sono indicativi dei risultati storici operativi, né intendono essere predittivi dei risultati futuri.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Situazione economica

CONTO ECONOMICO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2024	Primo semestre 2023 Rideterminato	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	2.637.373	3.103.488	(15,0)
Altri proventi	60.237	110.899	(45,7)
Totale ricavi	2.697.610	3.214.387	(16,1)
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(909.191)	(1.535.930)	(40,8)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(813.218)	(756.658)	7,5
Oneri diversi di gestione	(48.048)	(51.446)	(6,6)
Costi per lavori interni capitalizzati	27.546	28.666	(3,9)
Costo del personale	(318.944)	(292.561)	9,0
Totale costi operativi	(2.061.855)	(2.607.929)	(20,9)
MARGINE OPERATIVO LORDO	635.755	606.458	4,8
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(319.865)	(287.054)	11,4
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(34.224)	(35.819)	(4,5)
Altri accantonamenti e svalutazioni	(1.053)	(35.516)	(97,0)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(355.142)	(358.389)	(0,9)
RISULTATO OPERATIVO	280.613	248.069	13,1
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	26.908	14.001	92,2
Oneri finanziari	(69.953)	(54.413)	28,6
Totale gestione finanziaria	(43.045)	(40.412)	6,5
Rettifica di valore di partecipazioni	(1.243)	5.079	(*)
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	4.706	1.324	(*)
Risultato prima delle imposte	241.031	214.060	12,6
Imposte sul reddito	(73.579)	(55.856)	31,7
Risultato netto delle attività in continuità	167.452	158.204	5,8
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	167.452	158.204	5,8
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	145.178	142.979	1,5
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	22.274	15.225	46,3

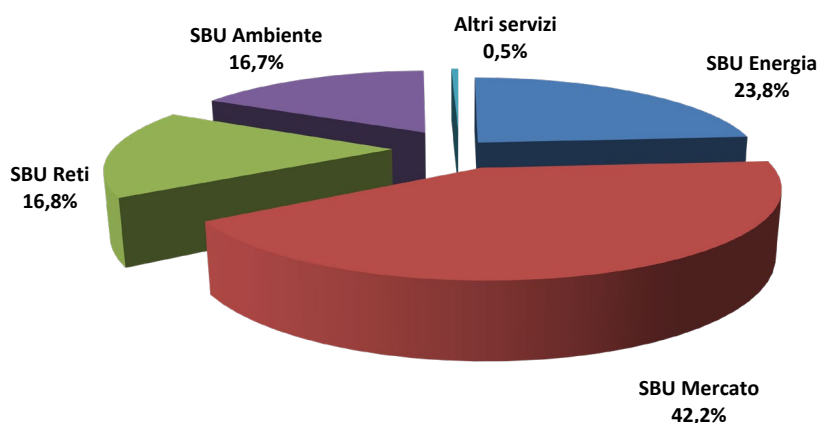
(*) Variazione superiore al 100%

I dati comparativi del Primo Semestre 2023 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) di Romeo 2, AMTER e Acquaenna.

Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

Ricavi

Al 30 giugno 2024 il Gruppo ha conseguito ricavi per 2.697,6 milioni di euro in diminuzione del -16,1% rispetto ai 3.214,4 milioni di euro del primo semestre 2023. I principali fattori di contrazione del fatturato sono riferibili ai ricavi energetici, influenzati per oltre 320 milioni di euro dalla riduzione dei prezzi delle commodities e per circa 48 milioni dai minori consumi unitari ed effetti climatici, fattori che hanno ridotto le vendite energetiche. Risultano in flessione anche i ricavi correlati alle attività di efficientamento energetico quali le riqualificazioni energetiche degli edifici, a causa del progressivo completamento dei lavori correlati al Superbonus 110% (-190 milioni circa). Infine, le variazioni di perimetro incidono positivamente sui ricavi per circa 42 milioni di euro e sono riferibili al consolidamento di Sienambiente (da gennaio 2024) e Acquaenna (da giugno 2023).



Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 635,8 milioni di euro, in aumento del +4,8% rispetto ai 606,5 milioni di euro del primo semestre 2023. Il primo semestre 2024 è stato caratterizzato da uno scenario energetico meno favorevole rispetto al 2023, da importanti revisioni tariffarie che hanno interessato la BU Reti (con l'aggiornamento positivo dei parametri regolatori), dal pieno recupero della marginalità della Mercato e dall'avvio, seppur ancora non a regime, della fase operativa di alcuni impianti della filiera Ambiente.

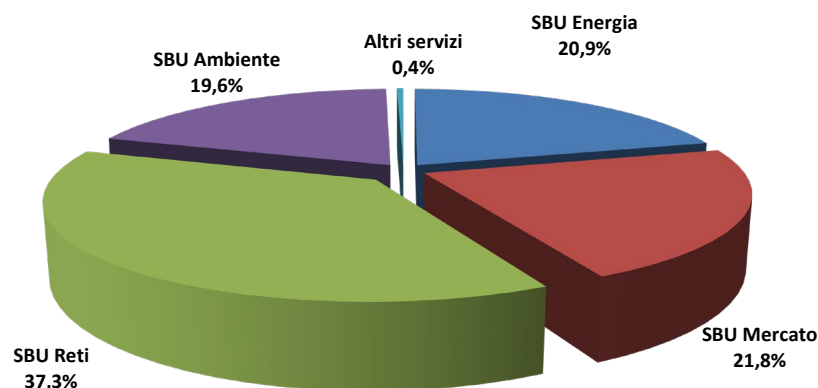
Per quanto concerne lo scenario energetico il principale fattore caratterizzante il periodo è la flessione del prezzo dell'energia elettrica (-31,6% sul 2023) e quindi dei margini di generazione elettrica e calore; ciò ha comportato un forte impatto negativo sul margine operativo lordo (-71 milioni di euro), parzialmente assorbito (+41 milioni di euro) dalle maggiori quantità prodotte, in particolare legate alla produzione Idroelettrica (+49,2% sul 2023), che ha beneficiato di un miglioramento dell'idraulicità di periodo e del fotovoltaico per l'apporto di nuovi impianti (+48,2% sul 2023).

Particolarmente positiva risulta l'attività di commercializzazione, soprattutto la vendita di energia elettrica, che ha beneficiato di un importante recupero della marginalità (+45 milioni di euro).

Un contributo positivo al margine è generato dalla crescita organica correlata agli incrementi tariffari in conseguenza degli investimenti effettuati sulle reti negli scorsi anni (+ 7 milioni di euro) e alle revisioni tariffarie di inizio anno (+39 milioni di euro), più che compensati dalla flessione degli impianti della filiera ambiente (-28 milioni di euro) dovuti ad una minore operatività degli impianti (manutenzioni, guasti) e dalla fase di conclusione dei cantieri di efficientamento energetico (-31 milioni di euro).

Concorrono infine al miglioramento del margine le variazioni di perimetro correlate al consolidamento di Sienambiente (da gennaio 2024) e di AcquaEnna (da giugno 2023), per circa 10 milioni di euro.

La variazione del margine in riferimento alle singole *business unit* è così suddivisa: in forte miglioramento la *business unit* Mercato (+48,4%), Reti +25,8%, Ambiente -5,6%, Energia -30,1%.



Risultato operativo

Il risultato operativo è pari a 280,6 milioni di euro, in aumento del +13,1% rispetto ai 248,1 milioni di euro del primo semestre 2023. Nel periodo si sono registrati maggiori ammortamenti per circa 33 milioni di euro relativi all'entrata in esercizio di nuovi investimenti e all'ampliamento del perimetro di consolidamento, minori accantonamenti al fondo rischi per circa 34 milioni di euro, prevalentemente per il venir meno degli accantonamenti straordinari effettuati in conseguenza delle disposizioni del DL "Sostegni ter" nel 2023 e non più ripetibili, e minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per circa 2 milioni di euro.

Gestione finanziaria

Il risultato della gestione finanziaria esprime un saldo di oneri finanziari netti di 43,0 milioni di euro, in aumento del 6,5% rispetto al primo semestre 2023 (40,4 milioni).

I proventi finanziari registrano un aumento di 12,9 milioni di euro rispetto al periodo comparativo, al quale contribuiscono interessi attivi relativi all'investimento della liquidità in depositi a breve termine.

Dal lato degli oneri finanziari si assiste a un incremento di 15,6 milioni di euro (70,0 milioni nel primo semestre 2024 contro i 54,4 milioni dell'analogo periodo 2023) dovuto ai maggiori interessi passivi da indebitamento.

Rettifica di valore di partecipazioni

L'importo del primo semestre 2024 (-1,2 milioni di euro) si riferisce al conguaglio prezzo della controllata Società dell'Acqua Potabile, acquisita in esercizi precedenti, e alla svalutazione di partecipazioni di minoranza. Nel periodo comparativo, l'importo di +5,1 milioni di euro si riferiva in massima parte alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione del controllo, delle interessenze pregresse di collegamento in Acquaenna (+3,2 milioni) e AMTER (+1,8 milioni).

Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali

La voce, che si attesta a +4,7 milioni di euro (+1,3 milioni nel primo semestre 2023), comprende il pro-quota dei risultati delle società collegate del Gruppo, i più rilevanti dei quali riguardano Aguas de San Pedro, Asti Servizi Pubblici e SETA.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte si attesta a 241,0 milioni di euro, in aumento rispetto ai 214,1 milioni del periodo comparativo.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo semestre 2024 sono pari a 73,6 milioni di euro, in aumento rispetto ai 55,9 milioni del periodo comparativo. Il tax rate effettivo è pari al 30,5%.

Si segnala che il tax rate del periodo comparativo (26,1%) beneficiava degli effetti positivi della non imponibilità dei Crediti di imposta riconosciuti a contrasto dell'incremento dei costi dell'energia delle imprese, misura non più presente per l'esercizio 2024, e dell'affrancamento di differenziali positivi derivanti da operazioni di business combination.

Risultato netto del periodo

In conseguenza di quanto sopra esposto, si rileva un utile netto del periodo pari a 167,4 milioni di euro (+5,8% rispetto al primo semestre 2023, quando si attestava a 158,2 milioni).

Il dato è riconducibile al risultato di pertinenza degli azionisti per 145,1 milioni, mentre l'utile attribuibile alle minoranze è pari a 22,3 milioni.

Situazione patrimoniale e finanziaria

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	30.06.2024	31.12.2023 Rideterminato	Var. %
Attivo immobilizzato	8.165.606	8.071.245	1,2
Altre attività (Passività) non correnti	(436.947)	(418.064)	4,5
Capitale circolante netto	107.834	68.430	57,6
Attività (Passività) per imposte differite	272.258	269.560	1,0
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(841.210)	(814.902)	3,2
Attività (Passività) destinate a essere cedute	1.144	1.144	-
Capitale investito netto	7.268.685	7.177.413	1,3
Patrimonio netto	3.255.723	3.244.294	0,4
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	(140.652)	(128.937)	9,1
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	4.512.010	4.048.104	11,5
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	4.371.358	3.919.167	11,5
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	(1.159.940)	(639.279)	81,4
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	801.544	653.231	22,7
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(358.396)	13.952	(*)
Indebitamento finanziario netto	4.012.962	3.933.119	2,0
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	7.268.685	7.177.413	1,3

(*) Variazione superiore al 100%

I dati comparativi al 31 dicembre 2023 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) di Acquaenna.

Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

Per la riconciliazione del prospetto di stato patrimoniale riclassificato con quello di bilancio si rimanda all'apposito allegato alle Note Illustrative del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

Di seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo.

L'attivo immobilizzato al 30 giugno 2024 ammonta a 8.165,6 milioni di euro, incrementatosi rispetto al 31 dicembre 2023, quando era pari a 8.071,2 milioni. L'aumento (+94,4 milioni) è principalmente riconducibile all'effetto combinato delle seguenti determinanti:

- gli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali ed immateriali (+345,0 milioni) e gli ammortamenti (-319,9 milioni) del periodo;
- i nuovi assets, comprensivi di avviamento, derivanti dal consolidamento di Sienambiente precedentemente collegata (un impianto di selezione e valorizzazione dei rifiuti urbani, due impianti di compostaggio, un termovalorizzatore, una discarica e quote in società partecipate per complessivi 81,8 milioni di euro), al netto dell'elisione della relativa partecipazione (-20,8 milioni) e dallo sviluppo di parchi fotovoltaici (Agrovoltaica) per 5,6 milioni;
- la variazione dei diritti d'uso in applicazione dell'IFRS 16 – *Leases* per 4,4 milioni, riferiti in gran parte a contratti di locazione e noleggio di fabbricati, impianti e automezzi strumentali alle attività operative.

Per maggiori informazioni sul dettaglio settoriale degli investimenti del periodo si rimanda al successivo capitolo "Analisi per settori di attività".

La movimentazione delle “Altre attività (passività) non correnti” riguarda principalmente la rilevazione dei componenti di reddito differito relativi ai contributi ricevuti a fronte di investimenti, anche relativi a fondi PNRR per l’efficientamento delle reti e l’economia circolare.

Il Capitale Circolante Netto si attesta a 107,8 milioni di euro, contro i 68,4 milioni al 31 dicembre 2023. L’incremento (+39,4 milioni) è essenzialmente riconducibile alle componenti di natura commerciale (incluse le attività derivanti da contratti con i clienti), mitigato dalla variazione della posizione tributaria (cessione dei crediti per Superbonus e stima delle imposte del periodo).

I Fondi Rischi e Benefici ai Dipendenti ammontano a 841,2 milioni di euro, in aumento rispetto al dato di fine 2023, quando si attestavano a 814,9 milioni. La principale movimentazione è riferita al fondo relativo agli obblighi del periodo per i diritti di emissione CO₂ ancora da acquistare.

Il Patrimonio Netto ammonta a 3.255,7 milioni di euro, contro i 3.244,3 milioni del 31 dicembre 2023 (+11,4 milioni). La variazione è dovuta al risultato netto (+167,4 milioni), ai dividendi erogati (-178,7 milioni), all’andamento della riserva *cash flow hedge* legata agli strumenti derivati di copertura tasso e *commodities* (+11,8 milioni), alla variazione dell’area di consolidamento e al conseguente effetto del cambio di interessenza in società già controllate (+10,7 milioni) e ad altre variazioni minori (+0,2 milioni).

L’Indebitamento Finanziario Netto si attesta a 4.013,0 milioni di euro al 30 giugno 2024, in leggero aumento (+2,0%) rispetto al 31 dicembre 2023, quando si attestava a 3.933,1 milioni. Per maggiori dettagli, si rinvia all’analisi del rendiconto finanziario di seguito presentata.

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN – Variazione indebitamento finanziario netto

Il seguente prospetto dettaglia la movimentazione dell'indebitamento finanziario netto di Gruppo avvenuta nel periodo.

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2024	Primo semestre 2023 Rideterminato	Var. %
(Indebitamento) Finanziario Netto iniziale	(3.933.119)	(3.346.754)	17,5
Risultato del periodo	167.452	158.204	5,8
Rettifiche per movimenti non finanziari	553.447	581.019	(4,7)
Erogazioni benefici ai dipendenti	(5.639)	(4.112)	37,1
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(29.640)	(166.305)	(82,2)
Variazione altre attività/passività non correnti	13.440	8.882	51,3
Imposte pagate	-	-	-
Flussi finanziari per transazioni su mercati derivati commodities	(28.463)	(17.471)	62,9
Altre variazioni patrimoniali	94	(373)	(*)
Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(187.134)	(527.182)	(64,5)
Cash flow operativo	483.557	32.662	(*)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(345.018)	(355.794)	(3,0)
Investimenti in attività finanziarie	(178)	(426)	(58,2)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	1.761	18.280	(90,4)
Acquisizione di società controllate	(23.500)	(63.278)	(62,9)
Dividendi incassati	891	1.610	(44,7)
Totale flusso finanziario da attività di investimento	(366.044)	(399.608)	(8,4)
Free cash flow	117.513	(366.946)	(*)
Flusso finanziario del capitale proprio	(178.684)	(183.398)	(2,6)
Altre variazioni	(18.672)	(24.486)	(23,7)
Variazione (Indebitamento) Finanziario Netto	(79.843)	(574.830)	(86,1)
(Indebitamento) Finanziario Netto finale	(4.012.962)	(3.921.584)	2,3

(*) Variazione superiore al 100%

I dati comparativi del Primo Semestre 2023 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) di Romeo 2, AMTER e Acquaenna.

Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

La variazione dell'Indebitamento Finanziario Netto rispetto al 31 dicembre 2023, pari a +79,9 milioni di euro, deriva dalle seguenti principali determinanti:

- un *cash flow operativo* pari a +483,5 milioni (+32,7 milioni nel periodo comparativo), in cui la redditività operativa è stata solo parzialmente assorbita dalla variazione del Capitale Circolante Netto;
- un *flusso finanziario da attività di investimento* di -366,0 milioni (-399,6 milioni nel corrispondente periodo 2023) che comprende in particolare gli investimenti tecnici del periodo (345,0 milioni) e, alla voce "Acquisizione di società controllate", l'indebitamento finanziario netto derivante dal consolidamento integrale di Sienambiente (18,7 milioni) e il corrispettivo dell'acquisizione di Agrovoltica (BU Energia, per 4,8 milioni).
Il dato del primo semestre 2023 (63,3 milioni) era relativo in gran parte alle acquisizioni di Acquaenna e Romeo 2 (BU Reti);
- un *flusso finanziario del capitale proprio* pari a -178,7 milioni (-183,4 milioni nel primo semestre 2023), riferito all'erogazione dei dividendi del periodo;

- la voce *altre variazioni*, pari a -18,7 milioni (-24,5 milioni nel periodo comparativo), riferita principalmente all'effetto combinato degli interessi pagati nel periodo e della variazione positiva del *fair value* degli strumenti derivati di copertura.

Si segnala infine che il rendiconto finanziario redatto secondo la configurazione espressa come variazione delle disponibilità liquide è presentato in apertura della sezione "Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato e Note Illustrative al 30 giugno 2024".

ANALISI PER SETTORI DI ATTIVITÀ

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

- Reti (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti distribuzione del gas, Servizio Idrico Integrato)
- Ambiente (Raccolta, Trattamento e Smaltimento rifiuti)
- Energia (Produzione Idroelettrica e da altre fonti rinnovabili, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di Teleriscaldamento, Produzione termoelettrica, Illuminazione Pubblica, Servizi di global service, servizi di efficienza energetica)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas e altri servizi alla clientela)
- Altri servizi (Laboratori, Telecomunicazioni ed altri minori).

Tali segmenti operativi sono presentati in accordo all'IFRS 8, che richiede di basare l'informativa di settore sugli elementi che il management utilizza nel prendere le proprie decisioni operative e strategiche.

Ai fini di una corretta lettura dei conti economici relativi alle singole attività, esposti e commentati nel seguito, si precisa che i ricavi e i costi riferiti alle attività comuni sono stati interamente allocati sui business, in base all'utilizzo effettivo dei servizi forniti oppure in base a driver tecnico-economici.

L'informativa di settore che segue non contiene l'informativa secondaria di settore per area geografica data la sostanziale univocità territoriale in cui il Gruppo opera prevalentemente.

Nei prospetti seguenti vengono esposti il Capitale Investito Netto comparato ai valori al 31 dicembre 2023 e i conti economici del primo semestre 2024 (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del primo semestre 2023 rideterminati.

Al 30 giugno 2024 le attività non regolate contribuiscono alla formazione del margine operativo lordo per il 30% (33% al 30 giugno 2023), le attività regolate pesano per il 54% (in aumento rispetto al 50% del corrispondente periodo 2023), mentre le attività semi regolate contribuiscono per il 16% (17% nel primo semestre 2023).

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2024

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.689	1.616	2.285	354	18	204	8.166
Capitale circolante netto	115	95	27	(130)	1	-	108
Altre attività e passività non correnti	(690)	(168)	(176)	28	1	0	(1.005)
Capitale investito netto (CIN)	3.114	1.543	2.136	252	20	204	7.269
Patrimonio netto							3.256
Posizione Finanziaria netta							4.013
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							7.269

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2023 rideterminato

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.622	1.545	2.300	350	30	224	8.071
Capitale circolante netto	85	(6)	235	(247)	1	-	68
Altre attività e passività non correnti	(686)	(154)	(190)	68	0	-	(962)
Capitale investito netto (CIN)	3.021	1.385	2.345	171	31	224	7.177
Patrimonio netto							3.244
Posizione Finanziaria netta							3.933
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							7.177

Conto Economico per settori di attività Primo semestre 2024

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	621	616	877	1.556	18	(990)	2.698
Totale costi operativi	(383)	(491)	(744)	(1.418)	(16)	990	(2.062)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	238	125	133	138	2	-	636
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(112)	(97)	(85)	(60)	(1)	-	(355)
Risultato operativo (EBIT)	126	28	48	78	1	-	281

Conto Economico per settori di attività Primo Semestre 2023 rideterminato

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	545	594	1.600	2.128	14	(1.667)	3.214
Totale costi operativi	(356)	(462)	(1.410)	(2.035)	(12)	1.667	(2.608)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	189	132	190	93	2	-	606
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(104)	(78)	(117)	(57)	(2)	-	(358)
Risultato operativo (EBIT)	85	54	73	36	-	-	248

SBU Reti

Al 30 giugno 2024 il settore di attività Reti, che comprende i business della Distribuzione Gas, Energia Elettrica e del Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 620,7 milioni di euro, in aumento del +13,8% rispetto ai 545,3 milioni di euro del primo semestre 2023. L'incremento è riconducibile principalmente alle variazioni positive dei vincoli dei ricavi tariffari, interessati da importanti novità in tema di metodi tariffari (MTi-4 per il Servizio Idrico Integrato, ROSS per la rete elettrica e la variazione dei parametri per il gas distribuzione in continuità di metodo), alla crescita della RAB dettata dagli importanti investimenti effettuati negli ultimi anni, ai maggiori ricavi correlati alla costruzione di beni in concessione ricadenti nell'ambito dell'IFRIC 12 e alla variazione di perimetro per il consolidamento di AcquaEnna (da giugno 2023).

Il margine operativo lordo ammonta a 237,5 milioni di euro in aumento del +25,8% rispetto ai 188,7 milioni di euro del precedente esercizio ed è riconducibile prevalentemente all'incremento dei vincoli tariffari.

Il risultato operativo è pari a 125,5 milioni di euro in aumento del +48,8% rispetto agli 84,4 milioni di euro del primo semestre 2023 ed è stato caratterizzato da maggiori ammortamenti per circa 8 milioni di euro, minori accantonamenti ai fondi rischi per 2 milioni di euro e minori rilasci fondi per 2 milioni di euro.

		Primo semestre 2024	Primo semestre 2023 rideterminato	Variaz. %	
Ricavi	€/mil.	620,7	545,3	13,8	
Margine operativo lordo	€/mil.	237,5	188,7	25,8	
% sui ricavi		38,3%	34,6%		
	da Reti Elettriche	€/mil.	43,5	40,9	6,6
	da Reti Gas	€/mil.	47,9	41,0	16,8
	da Servizio Idrico Integrato	€/mil.	146,0	106,8	36,6
Risultato Operativo	€/mil.	125,5	84,4	48,8	
Investimenti	€/mil.	163,0	145,8	11,8	
	in Reti Elettriche	€/mil.	39,9	34,7	15,0
	in Reti Gas	€/mil.	15,4	18,4	(16,4)
	in Servizio Idrico Integrato	€/mil.	101,6	87,7	15,9
	Altro	€/mil.	6,0	5,0	20,8
Energia elettrica distribuita	GWh	1.748,0	1.755,5	(0,4)	
Gas distribuito	Mmc	592,5	600,8	(1,4)	
Acqua Venduta	Mmc	87,6	87,1	0,6	

SBU Reti - Energia elettrica

Il margine operativo lordo ammonta a 43,5 milioni di euro in aumento del +6,6% rispetto ai 40,9 milioni di euro del primo semestre 2023. Il miglioramento del margine è riconducibile alla crescita organica degli investimenti realizzati e all'introduzione del nuovo metodo tariffario ROSS valido per il periodo regolatorio 2024-2031.

Gli investimenti effettuati ammontano a 39,9 milioni di euro, in aumento del + 15% rispetto ai 34,7 milioni di euro del primo semestre 2023 e sono inerenti principalmente agli allacciamenti, alle attività di resilienza della rete di distribuzione BT/MT al fine di migliorare la qualità del servizio, alla costruzione di nuove cabine primarie e secondarie oltre che alla prosecuzione del piano di sostituzione dei contatori elettronici con tecnologia 2G.

SBU Reti - Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo è stato pari a 47,9 milioni di euro, in aumento del +16,8% rispetto ai 41 milioni di euro del primo semestre 2023. Il miglioramento del margine è generato dall'incremento del vincolo dei

ricavi prevalentemente per l'effetto positivo dei maggiori investimenti e dell'aggiornamento dei parametri tariffari.

Gli investimenti ammontano a 15,4 milioni di euro, in riduzione del -16,4% rispetto ai 18,4 milioni di euro del primo semestre 2023, e hanno interessato prevalentemente l'adeguamento della rete alla protezione catodica e l'installazione di misuratori elettronici.

SBU Reti – Servizio Idrico Integrato

Il margine operativo lordo è pari a 146 milioni di euro, in aumento del +36,6% rispetto ai 106,8 milioni di euro del primo semestre 2023. Il miglioramento del margine è riconducibile alla crescita organica degli investimenti realizzati e all'introduzione del nuovo metodo tariffario MTI-4 valido per il quarto periodo regolatorio 2024-2029, oltre all'aggiornamento dei parametri tariffari. Inoltre, il risultato beneficia del manifestarsi di un provento correlato al riconoscimento in tariffa degli effetti inflattivi del periodo 2023.

Gli investimenti ammontano a 101,6 milioni di euro in aumento del +15,9% rispetto agli 87,7 milioni di euro del primo semestre 2023. Si tratta di attività relative alla realizzazione, sviluppo e manutenzione straordinaria di reti e impianti di distribuzione e della rete fognaria, oltre che alla posa di gruppi di misura prevalentemente dotati di nuova tecnologia che prevede la telelettura, nonché alla realizzazione e riammodernamento di impianti di depurazione delle acque reflue.

Si segnalano inoltre investimenti per 6 milioni di euro, in lieve aumento rispetto ai 5 milioni di euro del primo semestre 2023, riferibili principalmente ai sistemi informativi e allo sviluppo della mobilità elettrica sui mezzi operativi.

SBU Ambiente

Al 30 giugno 2024 i ricavi del settore ammontano a 616,3 milioni di euro, in aumento marginale del +3,7% rispetto ai 594,5 milioni di euro del primo semestre 2023. L'incremento dei ricavi è riconducibile alle attività di raccolta, parzialmente compensati dai minori ricavi energetici.

Nel corso del semestre è entrata nel perimetro di consolidamento *Sienambiente*, società operante nell'attività di smaltimento in provincia di Siena.

		Primo semestre 2024	Primo semestre 2023	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	616,3	594,5	3,7
Margine operativo lordo	€/mil.	124,5	131,9	(5,6)
% sui ricavi		20,2%	22,2%	
Risultato Operativo	€/mil.	28,0	53,9	(48,0)
Investimenti	€/mil.	70,2	90,5	(22,5)
Energia Elettrica venduta	GWh	237,3	243,4	(2,5)
Energia termica prodotta	GWht	180,9	193,3	(6,4)
Rifiuti gestiti	ton	2.004.595	1.960.808	2,2
Raccolta differenziata territori storici	%	71,6	70,4	1,7
Raccolta differenziata altri territori	%	62,8	60,0	4,7

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 124,5 milioni di euro, in diminuzione del -5,6% rispetto ai 131,9 milioni di euro del primo semestre 2023. La dinamica del margine è caratterizzata dal miglioramento del risultato dell'attività di Raccolta, interamente compensato dalla contrazione del margine delle attività di trattamento e smaltimento. L'attività di Smaltimento, oltre ad essere penalizzata dalla flessione dei prezzi dell'energia elettrica e degli altri energetici (calore e biometano) ha risentito negativamente di un'attività

di manutenzione straordinaria programmata e di un guasto sul WTE di Torino, del venir meno di contributi straordinari sui consumi energetici, di una riduzione dei volumi di rifiuti smaltiti in discarica per effetto di una parziale saturazione dei siti.

Si rileva inoltre la non piena operatività di altri impianti recentemente avviati (Gavassa, Borgaro Torinese e Vercelli).

Il risultato operativo ammonta a 28 milioni di euro in flessione del -48% rispetto ai 53,9 milioni di euro del primo semestre 2023. Nel periodo si registrano maggiori ammortamenti per circa 11 milioni di euro, principalmente per l'ampliamento del perimetro di consolidamento e l'entrata in esercizio di alcuni impianti di selezione e recupero dei materiali rivenienti dalla raccolta differenziata, e maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per 3 milioni di euro e minori rilascio fondi per circa 1 milione di euro.

Gli investimenti ammontano a 70,2 milioni di euro, in diminuzione del -22,5% rispetto ai 90,5 milioni di euro del primo semestre 2023. Gli investimenti sono relativi all'acquisto di mezzi ed attrezzature della raccolta e alla realizzazione di impianti; in particolare, tra questi ultimi si evidenzia l'impianto di trattamento della carta Irma e della plastica di Borgaro Torinese (TO), l'impianto biometano sul biodigestore FORSU di Santhià e il biodigestore di Saliceti.

SBU Energia

Al 30 giugno 2024 i ricavi della SBU Energia, che comprende la produzione di energia elettrica e termica, la gestione del teleriscaldamento, le attività legate all'illuminazione pubblica e all'efficienza energetica, ammontano a 877,4 milioni di euro, in diminuzione del -45,2% rispetto ai 1.600,1 milioni del primo semestre 2023.

La riduzione dei ricavi è da ricondursi principalmente alla flessione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica e del calore, parzialmente compensati dalle maggiori quantità di calore prodotte.

Risultano in flessione anche i ricavi delle attività connesse alla riqualificazione energetica e alla ristrutturazione degli edifici come conseguenza della fase di conclusione dei cantieri legati al Superbonus 110% (-145 milioni di euro circa)

		Primo semestre 2024	Primo semestre 2023	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	877,4	1.600,1	(45,2)
Margine operativo lordo	€/mil.	133,0	190,1	(30,1)
<i>% sui ricavi</i>		15,2%	11,9%	
Risultato Operativo	€/mil.	47,6	73,4	(35,0)
Investimenti	€/mil.	52,2	41,3	26,1
Energia elettrica prodotta	GWh	3.902,1	3.948,7	(1,2)
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	691,1	463,1	49,2
<i>da fotovoltaico</i>	GWh	144,6	97,5	48,2
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	2.473,5	2.442,0	1,3
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	593,0	946,0	(37,3)
Calore prodotto	GWht	1.421,9	1.305,1	8,9
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWht	1.194,8	1.148,4	4,0
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWht	227,0	156,7	44,9
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	101,1	99,6*	1,5

*Proformato per cessazione utenza industriale (-2,09 Mmc)

Al 30 giugno 2024 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 3.902,1 GWh, in diminuzione del -1,2% rispetto ai 3.948,7 GWh del primo semestre 2023.

La produzione elettrica da fonte cogenerativa è stata pari a 2.473,5 GWh, in aumento del +1,3% rispetto ai 2.442 GWh del corrispondente periodo del 2023, mentre la produzione termoelettrica risulta pari a 593 GWh, in diminuzione del -37,3% rispetto ai 946 GWh del primo semestre 2023.

La produzione da fonti rinnovabili è stata pari a 835,7 GWh in aumento del +49,1% rispetto ai 560,6 GWh dell'esercizio 2023. L'incremento riguarda sia la produzione idroelettrica, che è risultata pari a 691,1 GWh rispetto ai 463,1 GWh (+49,2%) del corrispondente periodo 2023, grazie alla migliorata idraulicità del periodo, sia la produzione fotovoltaica, pari a 144,6 GWh rispetto ai 97,5 GWh del corrispondente periodo 2023 (+48,2%).

Il calore prodotto ammonta a 1.421,9 GWht in aumento del +8,9% rispetto ai 1.305,1 GWht del primo semestre 2023 per effetto di una stagione termica più favorevole e degli sviluppi della rete a 101,1 Mmc di volumetrie teleriscaldate rispetto ai 99,6 Mmc del primo semestre 2023 (+1,5%).

Il margine operativo lordo ammonta a 133 milioni di euro in diminuzione del -30,1% rispetto ai 190,1 milioni di euro del corrispondente periodo 2023.

L'andamento dello scenario energetico è stato caratterizzato da un trend in discesa dei prezzi delle commodities tornati ai livelli pre-crisi energetica del 2021-2022.

La flessione dei prezzi ha avuto un effetto negativo sui margini di produzione interessando tutti i segmenti di produzione, con maggiore impatto sulla Cogenerazione Elettrica e Calore, soltanto parzialmente compensati dall'aumento delle quantità prodotte, in particolare per la produzione Idroelettrica, grazie ad una favorevole idraulicità ed innevamento al suolo nel corso del periodo.

Risultano in flessione rispetto al primo semestre 2023 anche le attività legate all'Efficienza Energetica, per la riduzione dei lavori di riqualificazione energetica degli edifici (Superbonus 110%) e delle attività di gestione energetica.

Il risultato operativo ammonta a 47,6 milioni di euro e risulta in flessione del -35% rispetto ai 73,4 milioni di euro del primo semestre 2023. Gli ammortamenti di periodo si incrementano di 3 milioni di euro, mentre risultano minori accantonamenti al fondo rischi per circa 33 milioni di euro prevalentemente per il venir meno degli accantonamenti straordinari effettuati in conseguenza delle disposizioni del DL "Sostegni ter" nel 2023 e non più ripetibili.

Gli investimenti ammontano a 52,2 milioni di euro, in aumento del +26,1% rispetto ai 41,3 milioni di euro del primo semestre 2023. Tra i principali progetti si evidenziano lo sviluppo delle reti del teleriscaldamento e degli impianti fotovoltaici.

SBU Mercato

Al 30 giugno 2024 i ricavi del settore ammontano 1.556,3 milioni di euro, in diminuzione del -26,9% rispetto ai 2.127,8 milioni di euro del primo semestre 2023. La contrazione del fatturato è riconducibile alla flessione dei prezzi di energia elettrica e gas e dalla diminuzione dei volumi del gas venduto, soltanto marginalmente compensati dai maggiori volumi venduti di energia elettrica.

Il margine operativo lordo ammonta a 138,5 milioni di euro e risulta in aumento del +48,4% rispetto ai 93,5 milioni di euro del primo semestre 2023. Il miglioramento della marginalità è riferibile ad entrambe le commodities anche se la vendita dell'energia elettrica, presenta un risultato positivo in incremento del +81,4% rispetto ai 33,2 milioni di euro del primo semestre 2023.

Il risultato operativo ammonta a 78,4 milioni di euro, in miglioramento rispetto ai 35,7 milioni di euro del primo semestre 2023. Nel corso del periodo si sono registrati maggiori ammortamenti per 5 milioni di euro compensati da minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per circa 6 milioni di euro.

		Primo semestre 2024	Primo semestre 2023	Variaz. %	
Ricavi	€/mil.	1.556,3	2.127,8	(26,9)	
Margine operativo lordo	€/mil.	138,5	93,5	48,4	
% sui ricavi		8,9%	4,4%		
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	33,2	81,4	
	<i>da Gas</i>	€/mil.	58,1	23,6	
	<i>da Calore e altri servizi</i>	€/mil.	2,2	(*)	
Risultato Operativo	€/mil.	78,4	35,7	(*)	
Investimenti		38,0	42,8	(11,4)	
Energia Elettrica Venduta	GWh	3.119,2	2.857,0	9,2	
Gas Acquistato	Mmc	1.250,5	1.287,5	(2,9)	
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	566,2	577,7	(2,0)
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	652,9	709,8	(8,0)
	<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc	31,5	-	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica sul mercato ammontano a 3.119,2 GWh, in aumento +9,2% rispetto ai 2.857 GWh del primo semestre 2023.

L'aumento delle vendite sul mercato ha riguardato tutti i segmenti di clientela in particolare il segmento Business, con vendite pari a 732,9 GWh in aumento del +8,7 % rispetto ai 674,2 GWh del 2023; il segmento dei clienti Retail e Small business, con vendite pari a 1.449,9 GWh in aumento del +1,4% rispetto ai 1.429,4 GWh del primo semestre 2023 e il segmento dei Grossisti con vendite pari a 848,2 GWh rispetto ai 655 GWh del 2023 (+29,5%).

Il mercato della Maggior tutela ammonta a 88,2 GWh in flessione del -10,3% rispetto ai 98,4 GWh del primo semestre 2023.

Il margine operativo lordo della vendita di energia elettrica risulta pari a 60,3 milioni di euro in aumento del +81,4% rispetto ai 33,2 milioni di euro del primo semestre 2023. Il miglioramento conseguito è riconducibile principalmente ad uno scenario di mercato con marginalità in aumento che ha consentito di assorbire l'incremento dei costi operativi.

In tabella vengono riportati le quantità vendute per classi di segmento di clientela:

SBU Mercato – Commercializzazione Energia Elettrica

	Primo semestre 2024	Primo semestre 2023	Variaz. %
<i>Business</i>	732,9	674,2	8,7
<i>Retail e Small business</i>	1.449,9	1.429,4	1,4
<i>Grossisti</i>	848,2	655,0	29,5
Mercato libero	3.031,0	2.758,6	9,9
Mercato tutelato	88,2	98,4	(10,3)
Totale Energia elettrica commercializzata	3.119,2	2.857,0	9,2

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi acquistati ammontano a 1.250,5 Mmc in diminuzione del -2,9% rispetto ai 1.287,5 Mmc del primo semestre 2023.

Il gas commercializzato dal Gruppo ammonta a 566,2 Mmc in diminuzione del -2% rispetto ai 577,7 Mmc commercializzati nel primo semestre 2023.

Il gas impiegato per consumi interni al Gruppo ammonta a 652,9 Mmc, in diminuzione del -8% rispetto ai 709,8 Mmc del primo semestre 2023.

Il margine operativo lordo della vendita gas ammonta a 71,8 milioni di euro, in aumento del +23,6% rispetto ai 58,1 milioni di euro del primo semestre 2023. L'andamento del margine è riconducibile ad uno scenario di mercato più favorevole che ha permesso il miglioramento della marginalità a livelli pre-crisi energetica, e ha consentito di assorbire l'incremento dei costi operativi.

Altri servizi vendita

Gli Altri servizi vendita presentano un margine operativo lordo di 6,4 milioni di euro, in miglioramento rispetto ai 2,2 milioni di euro del primo semestre 2023. Il miglioramento è riconducibile principalmente alle maggiori vendite di alcuni prodotti e servizi a marchio Iren Plus.

Gli investimenti della SBU Mercato ammontano a 38 milioni di euro in diminuzione del -11,4% rispetto ai 42,8 milioni di euro del primo semestre 2023.

Altri servizi

Al 30 giugno 2024 i ricavi del settore, che comprende le attività dei laboratori di analisi, le telecomunicazioni e altre attività minori, ammontano a 18,0 milioni di euro e risultano in aumento del +24,1% rispetto ai 14,5 milioni di euro del primo semestre 2023.

		Primo semestre 2024	Primo semestre 2023	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	18,0	14,5	24,1
Margine operativo lordo	€/mil.	2,0	2,0	2,0
% sui ricavi		11,3%	13,7%	
Risultato Operativo	€/mil.	1,0	0,5	(*)
Investimenti	€/mil.	21,8	35,3	(38,3)

(*) Variazione superiore al 100%

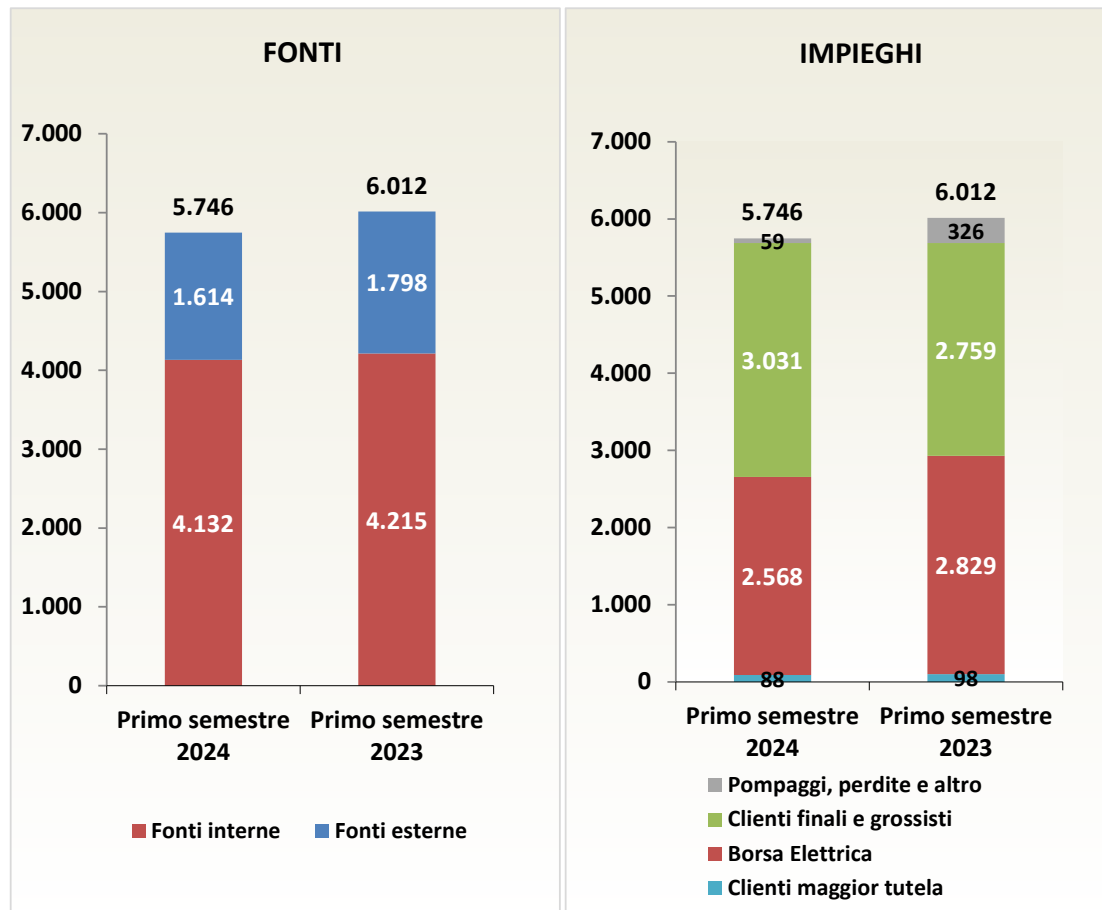
Il margine operativo lordo ammonta a 2 milioni di euro e risulta in sostanziale allineamento al primo semestre del 2023.

Gli investimenti di periodo ammontano a 21,8 milioni di euro in contrazione rispetto ai 35,3 milioni di euro del primo semestre 2023 e sono relativi principalmente a sistemi informativi, automezzi e immobili.

BILANCI ENERGETICI

Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Primo semestre 2024	Primo semestre 2023	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda del Gruppo	4.131,5	4.214,7	(2,0)
<i>a) Idroelettrica</i>	691,1	463,1	49,2
<i>b) Fotovoltaico, eolico e altre rinnovabili</i>	144,6	97,5	48,3
<i>c) Cogenerativa</i>	2.473,5	2.442,0	1,3
<i>d) Termoelettrica</i>	593,0	946,0	(37,3)
<i>e) Produzione da WTE e discariche</i>	229,4	266,0	(13,8)
Acquisto da Acquirente Unico	97,1	108,3	(10,3)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	1.181,4	1.167,0	1,2
Acquisto energia da grossisti e importazioni	335,9	522,5	(35,7)
Totale Fonti	5.745,9	6.012,4	(4,4)
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	88,2	98,4	(10,4)
Vendite a clienti finali e grossisti	3.031,0	2.758,6	9,9
Vendite in Borsa Elettrica	2.568,1	2.829,3	(9,2)
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	58,7	326,1	(82,0)
Totale Impieghi	5.745,9	6.012,4	(4,4)

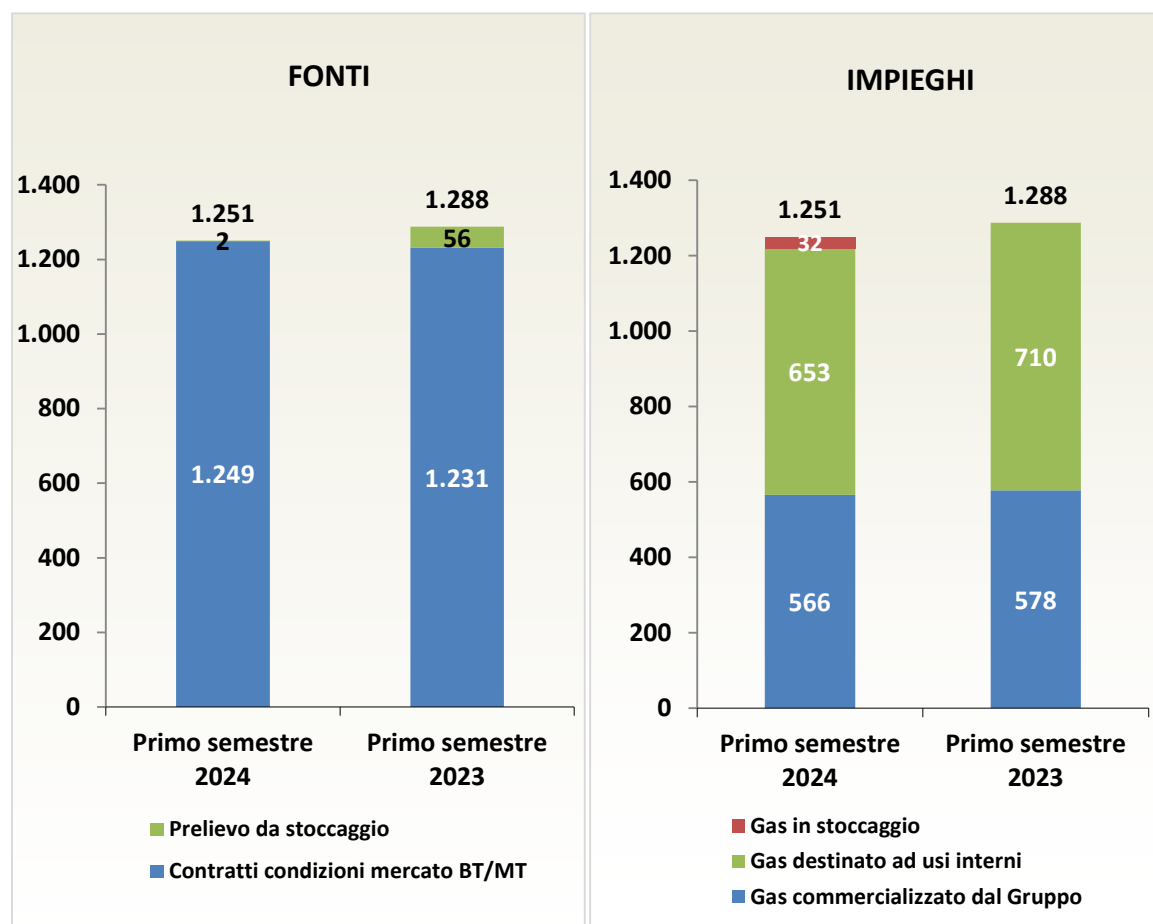


Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primo semestre 2024	Primo semestre 2023	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni mercato a breve e medio periodo	1.249,0	1.231,3	1,4
Prelievi da stoccaggio	1,6	56,2	(97,2)
Totale Fonti	1.250,5	1.287,5	(2,9)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	566,2	577,7	(2,0)
Gas destinato ad usi interni (1)	652,9	709,8	(8,0)
Gas in stoccaggio	31,5	0,0	(*)
Totale Impieghi	1.250,5	1.287,5	(2,9)

(1) Gli usi interni riguardano il termoelettrico e l'impiego per i servizi calore e gli autoconsumi

(*) Variazione superiore al 100%



GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento

Nel corso del primo semestre 2024 permane la c.d. “inversione” della curva dei tassi d’interesse: da più di un anno, infatti, i livelli della parte a breve della curva registrano livelli più alti rispetto a quelli di medio/lungo termine che, seppur in lieve risalita rispetto a fine 2023, incorporano aspettative ribassiste. L’andamento dei tassi sconta l’effetto delle spinte inflazionistiche e le conseguenti manovre di politica monetaria attuate e attese. Nella seduta di giugno la Banca Centrale Europea ha abbassato il tasso ufficiale di sconto da 4,50% (invariato da settembre 2023) a 4,25%; sono attesi potenziali nuovi tagli dei tassi entro fine anno.

Infine, esaminando il tasso euribor a sei mesi, si rileva che il parametro si è stabilizzato ad un livello di circa 3,6%-3,7%, mentre le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell’IRS, sono posizionate su livelli nell’intorno del 2,7%-2,8%.

Attività svolta

Nel corso del primo semestre 2024 è proseguita l’attività volta a consolidare la struttura finanziaria del Gruppo Iren. L’evoluzione dei fabbisogni finanziari viene monitorata attraverso un’attenta pianificazione, che consente di prevedere la necessità di nuove risorse tenuto conto dei rimborsi dei finanziamenti in essere, dell’evoluzione dell’indebitamento, degli investimenti, dell’andamento del capitale circolante e dell’equilibrio delle fonti tra breve e lungo termine.

Il modello organizzativo adottato dal Gruppo Iren prevede, ai fini dell’ottimizzazione finanziaria per le società, l’adozione di una gestione accentrata in Iren delle operazioni di tesoreria nella Capogruppo, delle operazioni di finanziamento a medio/lungo termine e del monitoraggio e gestione del rischio finanziario. Iren intrattiene rapporti con i principali Istituti di Credito italiani e internazionali al fine di ricercare le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Con riferimento alle operazioni compiute nel primo semestre 2024 si evidenzia che, come descritto nei “Fatti di rilievo dell’esercizio”, nel mese di gennaio Iren S.p.A ha concluso l’emissione e la quotazione di un Green Bond (il quinto in formato *Green Use of Proceeds*) di importo pari a 500 milioni di euro e con una durata di 8 anni e mezzo, a valere sul programma Euro Medium Term Notes (EMTN) in essere pari a 4 miliardi di euro, riservato a investitori istituzionali e destinato al finanziamento e rifinanziamento di progetti che concorrono alla realizzazione degli obiettivi di sostenibilità definiti nel Piano Industriale.

Nel mese di febbraio, inoltre, il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A ha deliberato la sottoscrizione di un finanziamento *green* con Banca di Sviluppo del Consiglio d’Europa (CEB - *Council of Europe Development Bank*) per un importo pari ad 80 milioni di euro.

Il prestito di tipo PFF, *Public Financing Facility*, è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di CEB il 26 gennaio 2024 e cofinanzia insieme a BEI (Banca Europea degli Investimenti) il monte investimenti previsti nel periodo 2022-2026 in alcuni territori dell’area ligure (le province di Genova e La Spezia), riguardanti il potenziamento e l’ampliamento degli impianti di estrazione e di trattamento delle acque, le reti di distribuzione idrica, i sistemi fognari e gli impianti di trattamento delle acque reflue.

Il contratto di finanziamento è stato stipulato in data 10 giugno, portando così a 240 milioni di euro il monte dei finanziamenti CEB a Iren (unica *corporate* italiana affidata da CEB).

In data 19 giugno è stato altresì sottoscritto un finanziamento *green* con BEI, per un importo pari a 200 milioni di euro, a seguito del completamento, con esito positivo, dell’istruttoria tecnico-creditizia svolta nei mesi precedenti: la linea è finalizzata al supporto degli investimenti in tema di resilienza delle reti elettriche nei territori storici di Emilia Romagna e Piemonte, nelle province di Parma, Torino e Vercelli.

Al riguardo, i finanziamenti diretti già sottoscritti con BEI e CEB, con durata fino a 18 anni, non utilizzati e disponibili, risultano pari complessivamente a 495 milioni di euro alla data del 30 giugno 2024.

Nell’ambito del Gruppo, a far data dal 1° gennaio 2024 è entrata nel perimetro di consolidamento Sienambiente, con posizioni di finanziamento bancario a medio-lungo termine di tipo *amortizing*, per complessivi 28,4 milioni di euro.

L’indebitamento finanziario da finanziamenti, che non include le passività relative ai *lease* iscritte in applicazione dell’IFRS 16, al termine del periodo è costituito al 30% da prestiti e al 70% da obbligazioni; si

evidenzia inoltre che il 79% del debito totale è finanziato da fondi di tipo *sustainable*, coerenti con il *Sustainable Finance Framework* di Iren, come i Green Bond e i prestiti il cui tasso di interesse è legato (*linked*) a Key Performance Indicators di natura ESG.

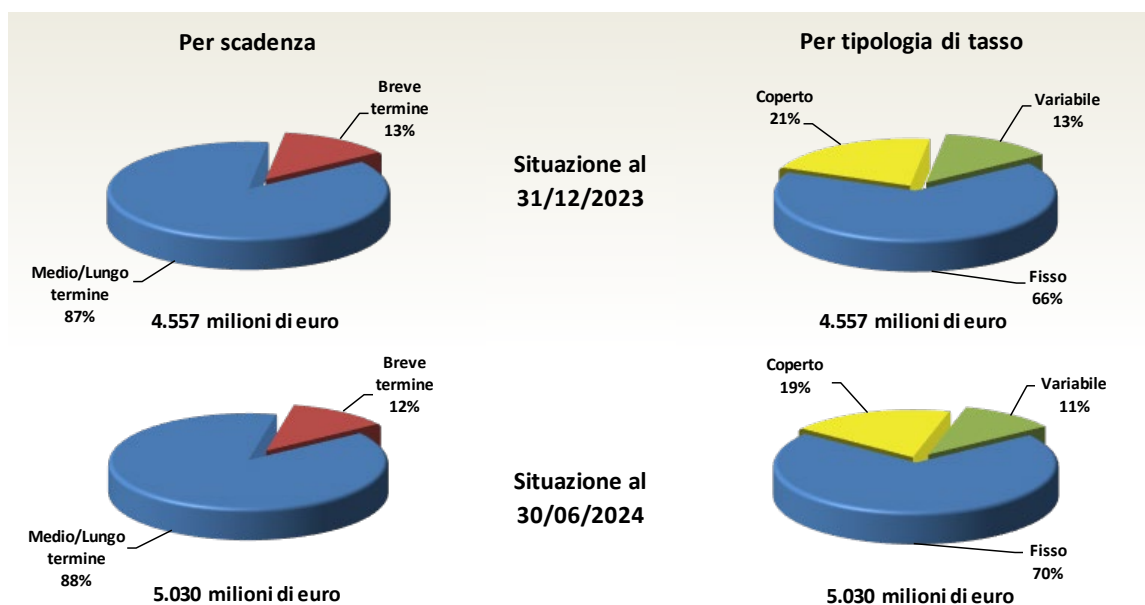
Per quanto concerne i rischi finanziari, il Gruppo Iren è esposto a diverse tipologie di rischio, tra i quali rischi di liquidità, rischi di variazione nei tassi di interesse e di cambio. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare i rischi di variazione nei tassi di interesse, il Gruppo utilizza contratti di copertura, seguendo un'ottica non speculativa.

In tale contesto, nel primo semestre 2024 sono stati perfezionati due nuovi contratti di *Interest Rate Swap* a copertura di complessivi 100 milioni di debito, con decorrenza giugno e dicembre 2025 e scadenza rispettivamente 2030 e 2028; è inoltre proseguita un'attività di pre-hedge finalizzata a future operazioni di Capital Market. Con il consolidamento di Sienambiente si sono inoltre aggiunti due contratti di *Interest Rate Swap* a copertura di 16 milioni di debito, con scadenze dicembre 2027 e marzo 2034.

Al termine del periodo la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti derivati è pari all'11% dell'indebitamento finanziario da finanziamenti, in linea con l'obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un'adeguata protezione da significativi rialzi del tasso di interesse.

Nel suo complesso l'attività svolta è finalizzata al rifinanziamento del debito in un'ottica di miglioramento della struttura finanziaria, con un'ottimizzazione del costo del capitale e della durata media dell'indebitamento finanziario.

La composizione dell'indebitamento finanziario da finanziamenti per scadenza e per tipologia di tasso, confrontata con la situazione al 31 dicembre 2023, è riportata nel seguente grafico.



Rating

Il Gruppo Iren detiene i ratings:

- "BBB" con Outlook "Stable" per il merito di credito a lungo termine con l'agenzia Standard & Poor's Global Ratings (S&P), confermato il 23 luglio 2024 a valle dell'aggiornamento del piano industriale al 2030;
- "BBB" con Outlook "Stable" per il merito di credito a lungo termine con l'agenzia Fitch Ratings, con conferma del giudizio "BBB" e revisione dell'Outlook a "Stable" in data 26 luglio 2024, a valle dell'aggiornamento del piano industriale al 2030.

Gli stessi rating sono attribuiti anche al debito senior non garantito.

Entrambi i giudizi si basano sulle strategie delineate dal Piano Industriale al 2030, con particolare riferimento agli investimenti destinati alla crescita organica e alla transizione energetica. Il mantenimento di un portafoglio di business formato prevalentemente da attività regolate e semi-regolate, la creazione di valore e la stabilità garantita dall'integrazione dei vari business sono elementi ritenuti positivi. Dal punto di vista finanziario, i rating assegnati esprimono inoltre lo stato di adeguata liquidità del Gruppo, l'elevata credibilità sul mercato dei capitali e le ottime relazioni con le controparti bancarie, grazie anche ad un sempre maggior ricorso a strumenti di finanza sostenibile.

A livello ESG, per entrambe le agenzie, le tematiche di sostenibilità hanno un impatto neutro o scarsamente rilevante dal punto di vista creditizio, sia per la natura del business sia per il modo in cui il tema della sostenibilità viene gestito nelle dinamiche di Gruppo.

A sostegno del profilo di liquidità del Gruppo e del livello di rating, oltre alle disponibilità liquide correnti e assimilate a servizio delle prossime scadenze entro i dodici mesi, Iren dispone di complessivi 695 milioni di euro, comprensivi:

- delle anzidette linee di finanziamento a medio lungo termine sottoscritte e disponibili ma non utilizzate (495 milioni di euro);
- di linee di credito committed di tipo Sustainability-Linked revolving credit facility (RCF), sottoscritte a dicembre 2023 con Unicredit e BPER (200 milioni di euro).

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO ED EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Rating

Rispettivamente nelle date del 23 e del 26 luglio 2024 le agenzie di rating Standard & Poor's Global Ratings (S&P) e Fitch Ratings (Fitch) hanno aggiornato i loro giudizi con riferimento al Gruppo Iren. In particolare:

- S&P ha confermato il merito di credito a lungo termine del Gruppo a "BBB" con Outlook "Stable". Lo stesso rating è attribuito anche al debito senior non garantito;
- Fitch ha parimenti confermato il merito di credito a lungo termine a "BBB": lo stesso giudizio è attribuito anche al debito senior non garantito. Contestualmente, l'Agenzia ha rivisto l'outlook a "Stable" da "Positive".

Tali giudizi arrivano a valle dell'aggiornamento del piano industriale al 2030, che mantiene un business mix integrato e diversificato, con un forte focus sulle attività regolate e semi-regolate (che consente una stabilità dei risultati anche in presenza di volatilità dei mercati dell'energia), con una rimodulazione degli investimenti complessivi e una crescita organica disciplinata. Gli outlook stabili riflettono la continuità della politica finanziaria del Gruppo e l'impegno del management a mantenere gli attuali giudizi di rating, con un solido e ampio margine, e un'attenta disciplina finanziaria. Le conferme del rating esprimono infine, dal punto di vista finanziario, lo stato di adeguatezza della liquidità del Gruppo, l'elevata credibilità sul mercato dei capitali e la forte relazione con le banche, oltre ad una solida e prudente gestione del rischio.

Esame degli audit straordinari riferiti al Dott. Signorini

Come già riportato nei "Fatti di rilievo del periodo", non appena appresa la notizia del provvedimento di custodia cautelare nei confronti del dott. Signorini, Iren ha avviato lo svolgimento di due audit specifici - uno da parte della funzione interna preposta, e uno da parte di un advisor indipendente e qualificato - per analizzare approfonditamente le attività poste in essere dallo stesso dott. Signorini in Iren (nel periodo di vigenza della sua carica, dal 30 agosto 2023 fino al 7 maggio 2024), e valutare la correttezza dell'operato, tenuto conto delle deleghe e dei poteri allo stesso attribuiti.

Il Consiglio di Amministrazione, in data 29 luglio 2024, ha esaminato i report definitivi degli audit specifici e preso atto delle relative risultanze.

Sulla base degli esiti dei sopraccitati audit specifici non risultano, allo stato, circostanze tali da comportare impatti materiali sulla situazione economico-patrimoniale e finanziaria della società o criticità in merito alla tenuta del sistema dei controlli interni. La Società si riserva comunque ulteriori approfondimenti finalizzati all'eventuale avvio di azioni legali a propria tutela.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

In un contesto macroeconomico complesso, sono tre i rischi principali con potenziale impatto sui risultati del Gruppo: l'andamento dei tassi di interessi, la volatilità del prezzo delle commodity e le dinamiche inflattive. Il monitoraggio continuo da parte di Iren dei suddetti trend consente di adottare tempestivamente azioni di mitigazione volte al raggiungimento dei risultati economico-finanziari attesi.

Il 2024 sarà caratterizzato dal proseguimento degli investimenti previsti nel Piano Industriale aggiornato a giugno 2024. Per l'anno in corso sono previsti circa un miliardo di euro di investimenti, destinati primariamente all'efficientamento delle reti di distribuzione, allo sviluppo della raccolta dei rifiuti e degli impianti di trattamento, allo sviluppo di capacità rinnovabile e all'acquisizione di una quota di minoranza di EGEA. Iren ha emesso il quinto Green Bond per complessivi 500 milioni di euro, e ha sottoscritto due linee di credito per ulteriori 280 milioni di euro. Tali strumenti consentono di rafforzare ulteriormente la struttura finanziaria del Gruppo, migliorando gli indici di liquidità e al tempo stesso confermano il forte commitment ad ampliare il proprio portafoglio di finanzia sostenibile.

I risultati economici sono previsti in crescita rispetto a quelli del 2023 grazie al miglioramento dei parametri regolatori per le attività di distribuzione e di raccolta rifiuti, al consolidamento di Siena Ambiente in ambito rifiuti e al mantenimento di una solida profittabilità del portafoglio clienti congiuntamente ad una crescita della stessa per effetto della liberalizzazione del mercato. Per quanto concerne l'attività di energia, si prevede un calo dei prezzi energetici solo parzialmente compensati dai maggiori volumi da fonti rinnovabili e il minor contributo delle attività di efficientamento energetico, per il venir meno degli incentivi del Superbonus 110%.

Forti di un robusto piano di investimenti, di risultati economici previsti in crescita, il Gruppo può confermare il trend di sviluppo nel rispetto della sostenibilità finanziaria come previsto dal recente aggiornamento del Piano Industriale.

RISCHI E INCERTEZZE

La gestione dei rischi aziendali rappresenta una componente essenziale del Sistema di Controllo Interno della Corporate Governance di una Società quotata e il Codice di Corporate Governance delle Società Quotate attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità. Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo contiene l'approccio metodologico alla identificazione, valutazione e gestione integrata dei rischi del Gruppo.

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

- Rischi Finanziari (liquidità, tasso di interesse, tasso di cambio);
- Rischi di Credito;
- Rischi Energetici, riconducibili all'approvvigionamento del gas per la generazione termoelettrica ed alla commercializzazione di energia elettrica, calore e gas, nonché ai mercati dei derivati di *hedging*;
- Rischi Cyber, legati a eventi potenziali inerenti alla perdita di confidenzialità, integrità o disponibilità di dati o informazioni a valle dei quali potrebbero derivare impatti negativi sull'organizzazione, a persone, all'operatività o altre organizzazioni;
- Rischi da Cambiamenti Climatici (Climate Change), che ricomprendono i rischi dovuti alla transizione verso un'economia a bassa emissione di biossido di carbonio (rischi da transizione) e i rischi di natura fisica (rischi fisici) che possono derivare da eventi ambientali catastrofici (rischi acuti) o da cambiamenti a medio lungo termine dei modelli ambientali (rischi cronici);
- Rischi Fiscali, legati a potenziali operazioni eseguite in violazione di norme fiscali ovvero in contrasto con i principi o con le finalità dell'ordinamento tributario;
- Rischi Operativi, riconducibili alla proprietà degli asset, all'esercizio dell'attività industriale, ai processi, alle procedure e ai flussi informativi

sono state definite specifiche "Policy", con l'obiettivo primario di esplicitare le linee guida strategiche, i principi organizzativo/gestionali, i macro-processi e le tecniche necessarie alla gestione attiva dei relativi rischi.

Il modello di Enterprise Risk Management del Gruppo disciplina, inoltre, il ruolo dei vari soggetti coinvolti nel processo di gestione dei rischi, che fa capo al Consiglio di Amministrazione, e prevede specifiche Commissioni per la gestione dei rischi finanziari, fiscali, informatici, di credito, energetici e climatici.

La Cyber Risk Policy, la Climate Change Risk Policy e il Tax Control Model sono stati adottati nel 2020 a seguito dell'approvazione del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A., mentre le altre Policy hanno subito nel tempo alcune revisioni sostanziali per adeguarle ai vigenti modelli organizzativi e all'evoluzione dei fattori di rischio. Da ultimo, il *set di Risk Policy* aggiornato è stato approvato in data 25 giugno 2024 con deliberazione del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A, previo parere del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità.

L'approccio seguito è anche coerente con gli impegni espressi nella Politica di sostenibilità: infatti, tiene in considerazione i rischi e le opportunità connesse ai temi di sostenibilità materiali per il Gruppo Iren, valutando, per ciascuna categoria di rischio prevista nel risk model del Gruppo, i profili di rischio ambientali, sociali e di governance (ESG), così come peraltro previsto dalla Direttiva UE 2022/2464 - *Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD)*.

Poiché il Gruppo Iren pone particolare attenzione anche al mantenimento della fiducia e dell'immagine positiva del Gruppo, il modello di Enterprise Risk Management gestisce anche i rischi c.d. reputazionali, che afferiscono agli impatti sugli stakeholder di eventuali *malpractices*.

Nell'ambito del Gruppo è presente la Direzione Risk Management, la quale – a decorrere dal 7 maggio u.s. – riporta *pro tempore* al Vice Presidente della Società.

Nell'ambito e nei limiti delle deleghe conferite dal Consiglio di Amministrazione, il Vice Presidente, in raccordo con il Presidente, viene incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno (i) supportando il Comitato Controllo e Rischi e Sostenibilità nell'attività di identificazione dei principali rischi aziendali, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte dalla Società e dalle sue controllate e nella periodica sottoposizione degli stessi all'esame del Consiglio di Amministrazione; (ii) dando esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione garantendo che le competenti strutture aziendali provvedano alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno e di *internal auditing*, verificandone costantemente l'adeguatezza complessiva, l'efficacia e l'efficienza, occupandosi inoltre dell'adattamento di tale sistema alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare.

La Direzione Risk Management si occupa:

- della gestione integrata del Sistema di *Enterprise Risk Management* (ERM) di Gruppo: impostazione metodologica, definizione delle Policy e monitoraggio del Sistema;
- della gestione delle polizze assicurative.

È attivo un processo di valutazione periodica della sinistrosità nei diversi settori e su tutte le aree del Gruppo al fine di circoscriverne le cause e rendere operative le più idonee azioni di trattamento per prevenire e/o contenere gli impatti dei sinistri.

La Direzione Risk Management presidia inoltre il modello di Business Continuity Management (BCM) di Gruppo, il cui obiettivo è quello di garantire la resilienza del business a fronte di eventi imprevedibili, assicurando la continuità dei processi aziendali ritenuti critici. Il BCM di Gruppo include i presidi organizzativi e tecnologici, necessari per garantire la continuità dei processi, nonché una risposta proattiva e strutturata agli eventi di Emergenza e/o Crisi.

Di seguito si riporta, per le diverse tipologie di rischio, un dettaglio delle modalità di gestione attive nell'ambito del Gruppo.

1 RISCHI FINANZIARI

L'attività del Gruppo Iren è esposta a diverse tipologie di rischi finanziari tra le quali: rischi di liquidità, rischio cambio e rischi di variazione nei tassi di interesse. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare i rischi di cambio e di variazione dei tassi di interesse, il Gruppo utilizza contratti di copertura seguendo un'ottica non speculativa.

a) Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e nelle scadenze prestabilite.

L'attività di approvvigionamento delle risorse finanziarie è centralizzata allo scopo di ottimizzarne l'utilizzo. In particolare, la gestione centralizzata dei flussi finanziari in Iren consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti infragrupo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragrupo.

Alcune società partecipate hanno una gestione finanziaria autonoma, nel rispetto delle linee guida fornite dalla Capogruppo.

b) Rischio di cambio

Fatta eccezione per quanto riportato nell'ambito del rischio energetico, il Gruppo Iren non è particolarmente esposto al rischio di cambio.

c) Rischio tassi di interesse

Il Gruppo Iren è esposto alle fluttuazioni dei tassi d'interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento. La strategia del Gruppo Iren è quella di limitare l'esposizione al rischio di volatilità del tasso di interesse, mantenendo al contempo un costo della provvista contenuto differenziando le fonti di provvista.

Nel corso delle Commissioni Financial Risk, si verifica il rispetto dei limiti imposti dalla Policy per quanto riguarda le principali metriche e si analizzano la situazione di mercato, l'andamento dei tassi di interesse, il valore delle coperture stipulate e la rispondenza alle condizioni imposte dai covenant, sia a livello consuntivo, per le scadenze temporali superate ed oggetto di verifica, sia in ottica prospettica.

2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo è legato essenzialmente all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi energetici, idrici ed ambientali. I crediti sono suddivisi su un ampio numero di controparti, appartenenti a categorie di clienti eterogenee (clientela retail, business, enti pubblici); alcune esposizioni risultano di ammontare elevato e

sono costantemente monitorate. Le unità di Credit Management del Gruppo Iren dedicate al recupero crediti sono responsabili di questa attività.

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano non essere onorati alla scadenza con conseguente aumento dell'anzianità e dell'insolvibilità sino all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali o inesigibili. Tale rischio risente ancora, tra gli altri fattori, anche della situazione economico-finanziaria congiunturale che nel corso del 2022 ha comportato un aumento dei prezzi per i clienti finali di gas, luce e teleriscaldamento particolarmente significativo. Per limitare l'esposizione al rischio di credito, sono usati strumenti tra i quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata valutazione del merito creditizio, l'affidamento dei crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e l'introduzione di nuove modalità di recupero per la gestione del contenzioso legale. Inoltre, sono offerti ai Clienti numerosi metodi di pagamento attraverso canali anche digitali e proposti piani di pagamento opportunamente monitorati.

La politica di gestione dei crediti e gli strumenti di valutazione del merito creditizio, nonché le attività di monitoraggio e recupero, sono gestite tramite processi automatizzati e integrati con gli applicativi aziendali e differenziate in relazione alle diverse tipologie di clientela e di servizio erogato.

Il rischio di credito è coperto, per alcune tipologie di Clienti business, con opportune forme di garanzie bancarie o assicurative a prima richiesta emesse da soggetti di primario standing creditizio e con l'assicurazione crediti per il segmento di clientela reseller.

Per alcune tipologie di servizio (settore idrico, gas naturale, energia elettrica maggior tutela), in ottemperanza alle disposizioni normative che ne regolano l'attività, è previsto il versamento di un deposito cauzionale fruttifero, che viene rimborsato qualora il Cliente utilizzi, come modalità di pagamento, la domiciliazione bancaria/postale con addebito sul conto corrente.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti o in linea con gli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento, è prevista l'applicazione di interessi di mora nella misura indicata nei contratti o dalla normativa.

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata e nel rispetto della normativa vigente (applicata la metodologia IFRS 9), i rischi di credito effettivi e sono determinati basandosi sull'estrazione dalle banche dati degli importi componenti il credito e, in generale, valutando le eventuali variazioni del predetto rischio rispetto alla rilevazione iniziale nonché, in particolare per i crediti commerciali, stimando le relative perdite attese determinate su base prospettica, tenendo in debita considerazione la serie storica.

Il controllo sui rischi di credito è inoltre rafforzato dalle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure. Inoltre, su base trimestrale, viene prodotta una reportistica contenente l'evoluzione dei crediti commerciali delle società del Gruppo, in termini di tipologia della clientela, stato del contratto, filiera di business e fascia di *ageing*. La valutazione del rischio credito è effettuata sia a livello consolidato sia a livello di Business Unit e società. Alcune delle suddette valutazioni sono effettuate a intervalli inferiori al trimestre o su specifica esigenza.

3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo Iren è esposto al rischio prezzo, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, titoli di emissione ambientale, ecc., dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette commodity direttamente, ovvero attraverso formule di indicizzazione. Al momento non è presente l'esposizione rischio cambio, tipica delle commodity di derivazione petrolifera, grazie allo sviluppo dei mercati organizzati europei che trattano la commodity gas in valuta Euro e non più indicizzata ai prodotti petroliferi.

La politica del Gruppo è orientata ad una strategia di gestione attiva delle posizioni per stabilizzare il margine cogliendo le opportunità offerte dai mercati; essa si realizza sia mediante l'allineamento delle indicizzazioni delle commodity in acquisto e in vendita, sia attraverso lo sfruttamento verticale e orizzontale delle varie filiere di business, sia operando sui mercati finanziari.

A tal fine viene eseguita un'attività di pianificazione della produzione per gli impianti del Gruppo, degli acquisti e delle vendite di energia e di gas naturale, sia in relazione ai volumi sia alle formule di prezzo. L'obiettivo è ottenere una sufficiente stabilità dei margini attraverso una politica di acquisti e vendite indicizzate che realizzi un elevato grado di copertura naturale, con un adeguato ricorso ai mercati a termine e spot.

Per una più dettagliata analisi dei rischi sinora trattati si rimanda a quanto riportato nel capitolo “Gestione dei rischi finanziari del Gruppo”, inserito nelle Note Illustrative al Bilancio.

4. RISCHI DA CAMBIAMENTI CLIMATICI

Il Gruppo Iren ha inserito nell’ambito del sistema di Enterprise Risk Management una Risk Policy dedicata ai rischi da cambiamenti climatici, che assumono una rilevanza sempre crescente per le organizzazioni. Inoltre, essi incidono sulla salute del Pianeta, con stime di effetti rilevanti già nel medio termine. Tutte le aziende, e in particolare quelle operanti in settori significativamente esposti come il Gruppo Iren, devono necessariamente considerare l’analisi dei rischi da cambiamento climatico come un fattore emergente e determinante nella definizione delle proprie strategie di medio e lungo periodo. La valutazione dei rischi ESG, in cui rientrano i rischi da cambiamento climatico, è peraltro uno dei fattori essenziali ai fini della definizione della rilevanza degli impatti generati e subiti, anche in chiave prospettica di medio-lungo termine.

L’adozione della Climate Change Risk Policy e le conseguenti analisi e gestione dei rischi costituiscono un processo abilitante un presidio ancor più puntuale, sia con riguardo all’esposizione ad eventi di danno, sia alle opportunità che il contesto esterno e le sue variazioni possono offrire, nonché in relazione al contributo al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile definiti a livello nazionale e internazionale.

La Policy analizza e norma, con attenzione all’applicabilità per le singole Business Unit, i fattori di rischio da cambiamento climatico, distinguendoli in rischi fisici e rischi di transizione. I rischi fisici derivanti dal cambiamento delle condizioni climatiche si distinguono in rischi fisici acuti – se connessi ad eventi naturali catastrofici locali (ad esempio alluvioni, ondate di calore, incendi, ecc.) – e rischi fisici cronici – se connessi a cambiamenti climatici a lungo termine (ad esempio riscaldamento globale, innalzamento del livello dei mari, carenza della risorsa idrica, ecc.).

La transizione verso una economia *low-carbon* potrebbe comportare ampi cambiamenti nelle politiche governative, con conseguenti variazioni normative, tecnologiche, di mercato. A seconda della natura e della velocità di questi cambiamenti, i rischi di transizione possono comportare un livello variabile di rischio finanziario e di reputazione per il Gruppo.

La Policy prevede la presenza di una specifica Commissione Rischi atta a esaminare, su base periodica, il profilo di rischio del Gruppo, definendo e proponendo l’aggiornamento all’Amministratore Delegato delle strategie di gestione delle classi di rischio e riportando agli Organi Delegati eventuali criticità emergenti. Sono inoltre contemplate nel documento le linee guida per la rendicontazione, finalizzata a garantire la trasparenza informativa a tutti gli stakeholder.

Nell’ambito della Policy di gestione dei rischi da cambiamento climatico, nel 2021 il Gruppo Iren ha avviato l’implementazione di uno strumento che affianca il processo decisionale di tipo strategico. Tale strumento ha visto lo sviluppo di un modello di valutazione basato su tre orizzonti temporali (2030, 2040 e 2050), individuati in coerenza con gli obiettivi di Piano strategico e di Sostenibilità del Gruppo, e sull’utilizzo di scenari climatici e socio-economici necessari a definire scenari di evoluzione delle principali grandezze sottostanti l’analisi.

I dati climatici si basano sugli scenari pubblicati dall’*International Panel on Climate Change* (IPCC), i cosiddetti *Representative Concentration Pathways* (RCPs) dove il numero associato a ciascun RCP indica la “forza” dei cambiamenti climatici generati dall’attività umana entro il 2100 rispetto al periodo pre-industriale.

Gli scenari climatici presi in considerazione nell’analisi sono lo scenario RCP 2.6 (che prevede una forte mitigazione tesa a mantenere il riscaldamento globale ben sotto i 2°C rispetto ai livelli preindustriali con il contestuale raggiungimento degli obiettivi definiti dall’Accordo di Parigi), lo scenario RCP 4.5 (considerato dal Gruppo Iren il più rappresentativo dell’attuale contesto climatico e politico globale) che prevede un allentamento degli obiettivi rispetto allo scenario RCP 2.6 e una stabilizzazione delle emissioni al 2100 a circa il doppio dei livelli preindustriali, e lo scenario RCP 8.5 (comunemente associato all’espressione “Business-as-usual”, o “Nessuna mitigazione”), che non prevede l’adozione di particolari misure di contrasto e una crescita delle emissioni ai ritmi attuali. I dati socio-economici, invece, sono principalmente basati sugli scenari *NetZero Emissions by 2050 Scenario* (NZE) e *Stated Policies Scenario* (STEPS) dell’*International Energy Agency*. Il modello di valutazione adottato dal Gruppo consente di quantificare la variazione delle variabili economico-finanziarie, tramite specifici KPI, per quegli asset che potenzialmente risultano maggiormente esposti ai rischi da cambiamento climatico.

Dall'applicazione del modello emerge che le azioni introdotte nel Piano Industriale al 2030, nel quale si delineano investimenti asset-specifici, hanno un effetto mitigativo degli impatti del cambiamento climatico sull'attività del Gruppo Iren. Alle azioni di mitigazione di tipo strategico, legate agli investimenti, se ne affiancano altre di tipo operativo e assicurativo.

Recentemente si è sviluppata un'ulteriore fase progettuale volta al completamento del modello valutativo, che ha previsto l'inclusione degli impianti/attività maggiormente significativi per il rischio in esame non ricompresi nella precedente analisi effettuando, inoltre, un aggiornamento del modello rispetto ai nuovi scenari normativi e climatici. Per maggiori dettagli sulle valutazioni emerse si rimanda al Bilancio di Sostenibilità del Gruppo Iren.

Inoltre, nel 2022 e nel 2023 ai fini dell'applicazione della Tassonomia Europea (Regolamento UE 2020/852), il Gruppo ha svolto un'analisi specificamente mirata alla verifica del criterio DNSH (Do No Significant Harm) per l'obiettivo di adattamento al cambiamento climatico che prevede che, per ogni attività, sia effettuata una valutazione dei rischi fisici climatici (acuti e cronici) e l'implementazione di un piano di adattamento che presenti possibili soluzioni in caso di esposizione significativa al rischio. A tal fine, per le attività/asset gestiti dal Gruppo, sono stati identificati i fattori di rischio rilevanti, nello scenario attuale e futuro, con orizzonte temporale al 2050, ed è stato definito, dove necessario, un piano di adattamento.

5. RISCHI FISCALI

Il Gruppo Iren si è dotato di uno specifico sistema di controllo interno e di gestione del rischio fiscale, inteso come il rischio di operare in violazione di norme di natura tributaria o in contrasto con i principi o con le finalità dell'ordinamento.

Il sistema di controllo e gestione del rischio fiscale, "Tax Control Framework" (di seguito anche "TCF"), consente di perseguire l'obiettivo di minimizzare l'esposizione del Gruppo al rischio fiscale attraverso l'identificazione, l'aggiornamento, la valutazione ed il monitoraggio della governance, dei processi, dei rischi e dei controlli a rilevanza fiscale.

Il Gruppo si impegna a gestire i propri adempimenti fiscali in conformità a tutte le leggi e i regolamenti applicabili.

Per questo motivo, Iren ha adottato il TCF come sistema di controllo interno che definisce la governance per la gestione della fiscalità e del relativo rischio in linea con i principi della strategia aziendale e, in particolare, della Strategia Fiscale.

Il Tax Control Framework adottato è costituito da un insieme di regole, linee guida, strumenti e modelli volti a supportare i dipendenti del Gruppo nell'esecuzione delle attività quotidiane, garantendo coerenza su attività fiscali rilevanti.

La struttura del TCF prevede dunque la presenza di due pilastri che ne delineano lo schema di funzionamento: la Strategia Fiscale ed il Tax Compliance Model.

La Strategia Fiscale definisce gli obiettivi e l'approccio adottati dal Gruppo nella gestione della variabile fiscale. Tale documento ha lo scopo di statuire i Principi di condotta in materia fiscale al fine di i) contenere il rischio fiscale sia per fattori esogeni sia per fattori endogeni e ii) continuare a garantire nel tempo la corretta e tempestiva determinazione e liquidazione delle imposte dovute per legge ed esecuzione dei connessi adempimenti. La Strategia Fiscale è approvata ed emanata dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A..

Il Tax Compliance Model è un elemento del Sistema di Controllo Interno e di Gestione del Rischio. Si tratta del documento che raccoglie la descrizione di dettaglio delle fasi di cui si compongono i processi di *risk assessment*, controllo e monitoraggio periodico svolti da Iren e del successivo reporting sulle tematiche fiscali all'Amministratore Delegato e agli altri organi e funzioni competenti. Ha inoltre l'obiettivo di riepilogare le principali responsabilità attribuite alle varie funzioni coinvolte nei processi di rilevanza fiscale. Il Tax Compliance Model è predisposto dalla Funzione Fiscale e Compliance e, in ultima istanza, viene approvato dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A..

Il progetto di realizzazione di un TCF allineato alle best practice in materia si è concretizzato con la presentazione da parte di Iren S.p.A. e di Iren Energia della domanda di accesso all'istituto dell'Adempimento Collaborativo, un regime fra l'Agenzia delle Entrate e le grandi imprese introdotto dal D.lgs. 5 agosto 2015, n. 128 al fine di promuovere l'adozione di forme di comunicazione e di cooperazione rafforzate basate sul reciproco affidamento tra Amministrazione Finanziaria e contribuenti e favorire, nel comune interesse, la prevenzione e la risoluzione delle controversie in materia fiscale. L'istruttoria per l'ammissione si è conclusa positivamente nel dicembre 2021 con l'ammissione delle due società.

6. RISCHI OPERATIVI

Rientrano in questa categoria tutti i rischi che, in aggiunta a quelli già evidenziati nei paragrafi precedenti, possono impattare sul conseguimento degli obiettivi, relativi all'efficacia e all'efficienza delle operazioni aziendali, ai livelli di performance, di redditività e di protezione delle risorse da eventuali perdite.

Il modello di Enterprise Risk Management del Gruppo ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi.

Il processo di gestione dei rischi di Gruppo prevede che, per ciascuna filiera di business e ambito operativo, si analizzino le attività svolte e si identifichino i principali fattori di rischio connessi al raggiungimento degli obiettivi. In seguito all'attività di individuazione, i rischi sono valutati quali-quantitativamente (in termini di magnitudo e probabilità di accadimento), consentendo così l'identificazione dei rischi più rilevanti. L'analisi prevede altresì una valutazione del livello di controllo attuale e prospettico del rischio, monitorato mediante specifici *key risk indicators*.

Le fasi di cui sopra consentono di strutturare piani di trattamento specifici per ciascun fattore di rischio.

Lungo tutte le fasi di gestione, ciascun rischio è sottoposto su base continuativa a un processo di controllo e monitoraggio durante il quale si verifica la corretta ed efficace messa in atto delle attività di trattamento approvate e pianificate, nonché l'insorgenza di eventuali nuovi rischi operativi. Al processo di gestione dei rischi operativi è associato un sistema organico e strutturato di reportistica per la rappresentazione dei risultati dell'attività di misura e di gestione dei rischi. Lo svolgimento di ciascuna delle fasi del processo avviene sulla base di standard e riferimenti definiti a livello di Gruppo. Con periodicità almeno annuale, si aggiorna la situazione dei rischi operativi, nella quale sono evidenziati la dimensione e il livello di controllo dei rischi monitorati; trimestralmente sono aggiornate le situazioni di rischio finanziarie, informatiche, di credito ed energetiche.

La reportistica sul rischio di Gruppo, aggiornata semestralmente, è trasmessa al top management e ai risk owner, che sono coinvolti nelle attività di gestione. L'analisi di rischio supporta altresì la redazione degli strumenti di pianificazione.

In merito, Iren si è dotata di una mappa dei rischi molto dettagliata e rispondente alla realtà del Gruppo, con valutazioni quali-quantitative di ogni singolo rischio e con dettaglio dei controlli e delle azioni di mitigazione in essere o prospettiche. Per ciascun rischio individuato sono associati i relativi impatti ESG (Environmental, Social e Governance).

In particolare, si evidenziano:

a. Rischi normativi e regolatori

Il quadro normativo e regolatorio è soggetto a possibili variazioni nel tempo, costituendo pertanto una potenziale fonte di rischio. In merito operano Direzioni dedicate al continuo monitoraggio della legislazione e della normativa di riferimento al fine di valutarne le implicazioni, garantendone la corretta applicazione nel Gruppo.

b. Rischio impianti

In relazione alla consistenza degli asset di produzione del Gruppo il rischio impianti è gestito con l'approccio metodologico sopra descritto, al fine di allocare correttamente le risorse in termini di azioni di controllo e prevenzione (manutenzione preventiva/predittiva, sistemi di controllo e supervisione, piani di emergenza e continuità, ecc.). Per gli impianti più rilevanti, la Direzione Risk Management svolge periodicamente delle survey, grazie alle quali può dettagliare accuratamente gli eventi a cui tali impianti potrebbero essere esposti, nonché le conseguenti azioni di prevenzione. Il rischio è altresì presidiato mediante coperture assicurative progettate in considerazione delle singole realtà impiantistiche.

c. Rischi informatici

I rischi informatici (Cyber Risk) sono definiti come l'insieme di minacce interne ed esterne che possono compromettere la continuità aziendale o causare a terzi danni da responsabilità civile in caso di perdita o divulgazione di dati sensibili. Da un punto di vista interno, i rischi operativi di tipo informatico sono strettamente correlati all'attività del Gruppo Iren, che gestisce infrastrutture di rete ed impianti, anche tramite telecontrollo, sistemi di gestione operativa contabile e di fatturazione e le piattaforme di trading delle commodity energetiche. Il Gruppo Iren è infatti uno dei principali operatori italiani sulla borsa elettrica ed eventuali indisponibilità accidentali del sistema potrebbero portare conseguenze economiche rilevanti, legate alla mancata presentazione di offerte di vendita e di acquisto dell'energia. Allo stesso tempo, problematiche relative alla supervisione e acquisizione dati di sistemi fisici potrebbero causare fermi

impianti e danni collaterali anche gravi. Un blocco dei sistemi di fatturazione potrebbe inoltre determinare ritardi nell'emissione delle bollette e dei relativi incassi, nonché danni d'immagine.

A mitigazione di tali rischi sono state predisposte specifiche misure, quali ridondanze, sistemi in alta affidabilità e debite procedure di emergenza, che periodicamente sono sottoposte a simulazioni, al fine di garantirne l'efficacia. Il Gruppo Iren è inoltre esposto al rischio di attacchi informatici volti sia all'acquisizione di dati sensibili sia a produrre il blocco dell'operatività, danni agli impianti e alle reti e a compromettere la continuità dei servizi. Benchmark di mercato mostrano inoltre che sono sempre più frequenti attacchi volti all'acquisizione di dati propri e di terzi, con conseguenti azioni di responsabilità civile e sanzioni anche gravi, e all'acquisizione di segreti industriali. Al riguardo:

- è stata adottata una soluzione Web Application FireWall (WAF) a protezione del tentativo di sfruttamento delle vulnerabilità dei portali;
- è stata introdotta una soluzione di Virtual Patching, con l'obiettivo di proteggere i sistemi "obsoleti" non più aggiornabili da un punto di vista della sicurezza;
- è stato attivato un presidio continuativo dal Computer Security Incident Response Team (CSIRT) di Iren a fronte della guerra Russo-Ucraina e Israeleo-Palestinese, attraverso l'adozione di misure specifiche di monitoraggio;
- sono state rafforzate le attività di patching;
- è stato implementato un programma di awareness e training del personale;
- sono state potenziate le attività di Threat Intelligence;
- è stato potenziato il team interno di Cybersecurity;
- sono state adottate misure di sicurezza che comprendono la definizione delle architetture informatiche e l'esecuzione di test di sicurezza in fase di rilascio di sistemi ritenuti critici;
- sono stati definiti i requisiti di sicurezza dei sistemi Operational Technology (OT).

Inoltre, è vigente la Cyber Risk Policy di Gruppo, approvata dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A., che – analogamente alle altre principali risk Policy – prevede la convocazione di specifiche Commissioni rischi, il monitoraggio di indicatori di performance e reportistica dedicata.

Il processo di gestione dei rischi operativi è anche finalizzato all'ottimizzazione dei programmi assicurativi del Gruppo.

7. RISCHI STRATEGICI

Nella costruzione del Piano Industriale al 2030 il Gruppo ha strutturato tre filoni di analisi distinti: un *risk assessment* quali-quantitativo, un focus specifico sugli investimenti e un focus sui rischi da cambiamento climatico.

Il risk assessment qualitativo si è basato sull'analisi dei trend del settore, dell'esposizione del Gruppo ai relativi rischi strategici e della correlata capacità del Piano Industriale di mitigare tali rischi. Di conseguenza, per le categorie di rischio e relativi rischi elementari mappati nell'ambito della Risk Map di Gruppo, che integra per ciascun rischio anche gli impatti ESG, è stata svolta un'analisi di dettaglio dei driver quantitativi relativi ai rischi con impatto negli anni di Piano. Individuati tali rischi, sono stati quantificati i relativi impatti, probabilità di accadimento e azioni di mitigazione funzionali alla quantificazione del valore di rischio sia inerente sia residuo. Tale valutazione ha condotto alla valorizzazione dello stress test di Piano e dei relativi indici di rating.

Riguardo all'analisi degli investimenti di Piano, sono stati individuati l'effetto mitigativo sui rischi e i rischi di esecuzione delle categorie di capital expenditure e delle principali iniziative rilevanti.

Da ultimo, è stata effettuata un'analisi dei fattori di rischio da cambiamento climatico con impatto sul Gruppo, con la modellizzazione degli asset e fattori di rischio più significativi per diversi scenari climatici e orizzonti temporali. Sono stati analizzati i risultati del modello e valutati gli investimenti a mitigazione dei rischi da Climate Change.

Anche le operazioni di M&A e altre iniziative di carattere strategico, valutate nel corso dell'anno, sono state oggetto di analisi di dettaglio, con un particolare focus anche sugli impatti di tali operazioni sugli obiettivi di sostenibilità del Gruppo (indicatori ambientali, ove significativi, sociali -in merito, ad esempio, al rispetto delle politiche giuslavoristiche-, di salute e sicurezza da parte della target e di governance) e della coerenza con la Tassonomia UE.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

La Procedura in materia di operazioni con parti correlate (“Procedura OPC”) vigente dal 1° luglio 2021 è pubblicata sul sito Iren (www.gruppoiren.it) ed è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in allora in carica in data 28 giugno 2021, con efficacia dal 1° luglio 2021, previo parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate (“COPC”, interamente composto da Amministratori indipendenti).

Il documento di cui sopra è predisposto in attuazione:

- delle disposizioni in materia di operazioni con parti correlate di cui all’art. 2391-*bis* del Codice Civile;
- del Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate, adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e ss.mm.ii. (“Regolamento Consob”), nella versione tempo per tempo vigente, tenuto conto delle indicazioni di cui alla Comunicazione Consob n. DEM/10078683 del 24 settembre 2010; in specie, l’aggiornamento della Procedura OPC da parte del Consiglio di Amministrazione della Società del 28 giugno 2021, efficace dal 1° luglio 2021, recepisce le modifiche apportate con Delibera Consob n. 21624 al testo del Regolamento Consob, anch’esse efficaci dalla medesima data;
- delle disposizioni di cui all’art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il “Testo Unico della Finanza” ovvero “TUF”) nonché di quanto previsto dal Regolamento (UE) n. 596/2014 in materia di abusi di mercato.

I documenti societari adottati in ottemperanza alla normativa in materia di operazioni con parti correlate, definiti in coordinamento con quanto previsto dalle procedure amministrative e contabili di cui all’art. 154-*bis* TUF, hanno per scopo, in particolare:

- (i) disciplinare l’effettuazione delle operazioni con parti correlate da parte di Iren, direttamente o per il tramite di società controllate, individuando procedure e regole interne idonee ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale di tali operazioni, nonché
- (ii) stabilire le modalità di adempimento dei relativi obblighi informativi, ivi compresi quelli previsti dalle disposizioni di legge e regolamentari vigenti e applicabili.

Questi, in estrema sintesi, prevedono:

- a) l’individuazione del perimetro delle parti correlate, in ottemperanza ai principi contabili internazionali adottati secondo la procedura di cui all’articolo 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 nella versione *pro tempore* vigente;
- b) la definizione di “operazione con parte correlata”;
- c) l’individuazione dei casi di esclusione, tra i quali le operazioni c.d. “di importo esiguo”;
- d) le procedure applicabili alle operazioni di minore e di maggiore rilevanza, a seconda dei casi;
- e) i soggetti preposti all’istruttoria in materia di operazioni con parti correlate;
- f) le operazioni di competenza assembleare;
- g) le forme di pubblicità e i flussi informativi.

Iren e le società dalla stessa controllate definiscono i rapporti con parti correlate in base a principi di trasparenza e correttezza. Tali rapporti attengono principalmente a prestazioni fornite alla generalità della clientela (gas, acqua, energia elettrica, calore ecc.) o a seguito di concessioni e affidamenti di servizi, in particolare per il settore ambiente, e sono regolati dai contratti applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti delle prestazioni di cui sopra, i rapporti sono regolati da specifici contratti le cui condizioni sono fissate, ove possibile, sulla base delle normali condizioni praticate sul relativo mercato. Nel caso in cui tale riferimento non sia disponibile o significativo, vengono definite le condizioni contrattuali anche mediante ricorso ad esperti e/o professionisti indipendenti.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nelle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato ai capitoli “VI. Informativa sui rapporti con parti correlate” e “XIII. Allegati al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato” quale parte integrante delle stesse.

QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO

Il presente capitolo riporta le principali novità normative e regolatorie (nuove norme o modifiche a norme preesistenti), intervenute nel primo semestre 2024 in relazione ai settori di operatività, oltre al perimetro delle concessioni e degli affidamenti in capo al Gruppo Iren.

QUADRO EUROPEO

Direttiva EPBD

L'8 maggio 2024 è stata pubblicata la nuova Direttiva EPBD (Energy Performance of Buildings Directive), detta anche Direttiva "Case Green", o "EPBD IV".

Lo scopo della norma è quello di ridurre progressivamente le emissioni di gas a effetto serra e i consumi energetici nell'edilizia, regolamentando le azioni da intraprendere entro l'anno 2030: il traguardo da raggiungere è zero emissioni nel 2050.

L'impegno che viene richiesto agli Stati membri è di predisporre un piano nazionale per la completa ristrutturazione del parco immobiliare residenziale e non residenziale, pubblico e privato.

Per gli edifici esistenti dovrà quindi essere garantito un progressivo calo del consumo medio di energia primaria fino al 2050, mentre gli edifici di nuova costruzione dovranno già essere a zero emissioni a partire dal 2030 (la scadenza è anticipata al 2028 per gli edifici di proprietà pubblica).

Almeno il 55% della riduzione del consumo medio di energia primaria dovrà essere ottenuto attraverso la ristrutturazione degli edifici con le peggiori prestazioni. Dal 2025, i sistemi di riscaldamento che funzionano solo a metano ("stand alone boilers") non saranno più incentivabili. Dal 2040, le caldaie a metano dovranno essere totalmente eliminate.

Sono inoltre previsti obiettivi per la diffusione di sistemi ad energia solare presso gli edifici e per la realizzazione di infrastrutture per la mobilità sostenibile.

QUADRO NAZIONALE

GAS

Reti gas

Del. 131/2024/R/gas - Approvazione delle procedure trasmesse da SNAM Rete Gas S.p.A., ai sensi della deliberazione dell'Autorità 220/2023/R/gas, relative agli impianti di produzione di biometano

Il provvedimento approva le due procedure trasmesse da SNAM Rete Gas, ai sensi della deliberazione 220/2023/R/gas, relative alla mappatura della capacità di trasporto e all'ottimizzazione delle connessioni degli impianti di biometano alle reti di trasporto e distribuzione di gas naturale.

In relazione all'attività di mappatura delle reti, le imprese di distribuzione sono tenute a mettere a disposizione di SNAM Rete Gas le informazioni relative ai tratti di rete ritenuti idonei alla connessione degli impianti di produzione di biometano e alle stime della capacità di assorbimento su un orizzonte temporale pluriennale.

In merito all'ottimizzazione delle connessioni, dal 1° giugno 2024 le richieste di verifica della connessione sono inviate dai richiedenti a SNAM Rete Gas, che svolge un'analisi preliminare volta, ove possibile, ad attribuire direttamente la richiesta all'operatore del sistema di distribuzione (DSO) o del sistema di trasporto (TSO) competente sulla base di criteri tecnici e di sicurezza. Le richieste di connessione non direttamente attribuibili alla rete di trasporto o alla rete di distribuzione secondo tali criteri vengono sottoposte ad una valutazione di tipo economico, coinvolgendo i DSO/TSO territorialmente competenti, al fine di individuare la soluzione progettuale che possa minimizzare i costi complessivi per il sistema. Successivamente il richiedente procederà ad inviare la richiesta di connessione all'operatore individuato, il quale dovrà procedere alla predisposizione del preventivo per la connessione.

Del. 134/2024/R/gas - Rideterminazione di tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas, per gli anni dal 2017 al 2022

Con la delibera 134/2024/R/gas, ARERA ha rideterminato le tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo dal 2017 al 2022 al fine di tener conto dell'accoglimento di istanze di rideterminazione tariffaria e delle richieste di rettifica presentate dalle imprese distributrici. Nella rideterminazione delle tariffe di riferimento è stata aggiornata la quota parte relativa alla copertura dei costi operativi riconosciuti per il servizio di distribuzione, al fine di tener conto della correzione dell'errore di calcolo rilevato dal TAR nell'ambito dei ricorsi avverso la deliberazione 570/2019/R/GAS, avvenuta con la deliberazione 409/2023/R/GAS.

La delibera ha prodotto effetti sia per la rideterminazione dei costi operativi riconosciuti sia per l'accoglimento di istanze di rideterminazione tariffaria/istanze di rettifica (uscita dal regime di tariffa d'ufficio di alcune località servite e rettifica di alcuni dati fisici della misura).

Del. 173/2024/R/gas - Riconoscimento, in via straordinaria, degli effetti derivanti dalle revisioni dei dati ISTAT utilizzati ai fini della determinazione della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, per i servizi di distribuzione e misura del gas

Con riferimento al procedimento avviato con la delibera 66/2024/R/gas, è stata pubblicata la delibera 173/2024/R/gas con la quale ARERA attua il riconoscimento, in via straordinaria, degli effetti derivanti dalle revisioni dei dati ISTAT utilizzati per la determinazione della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi valida per la determinazione delle tariffe per la distribuzione di gas naturale e di gas diversi dal naturale. Il provvedimento, per la distribuzione di gas naturale, ha effetto sull'aggiornamento del deflatore valido per l'anno tariffario 2024, che viene fissato al +5,3% (in sostituzione del valore del +3,8%, che era stato pubblicato in occasione della raccolta dati RAB GAS 2023 e confermato con del. 631/2023/R/gas).

Del. 186/2024/R/gas - Determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2024 e rideterminazione di tariffe di riferimento definitive per l'anno 2023. Modifiche alla RTDG

Il provvedimento approva le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2024. Le tariffe di riferimento recepiscono gli effetti della citata delibera 409/2023/R/gas (correzione dell'errore materiale commesso da ARERA nel calcolo dei costi operativi riconosciuti per la distribuzione a partire dal 2020) ma ancora non recepiscono pienamente gli effetti delle sentenze del Consiglio di Stato per l'annullamento di parte della delibera 570/2019/R/gas.

Con il medesimo provvedimento vengono rideterminati i valori di alcune componenti tariffarie, di cui alla Tabella 5 della Regolazione delle Tariffe di Distribuzione e misura del Gas (RTDG), a seguito della rideterminazione del tasso di variazione del deflatore per l'anno 2024, avvenuta con la delibera 173/2024/R/gas.

Del. 231/2024/R/gas - Avvio di procedimento per l'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato, Sez. II, nn. 10185/2023, 10293/2023, 10294/2023, 10295/2023 E 1450/2024 in materia di tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale

In relazione alla Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020 – 2025 approvata con Delibera 570/2019/R/gas, con sentenza n. 10293/2023 pubblicata il 29 novembre 2023, il Consiglio di Stato si è espresso sul ricorso presentato da ARERA avverso la sentenza TAR n. 630/2023, respingendolo e confermando la sentenza del TAR in relazione al difetto di trasparenza e di motivazione per la mancata specificazione dei criteri di elaborazione dei dati relativi agli operatori e in relazione all'errata definizione dei clusters per la definizione dei costi operativi riconosciuti. Il Consiglio di Stato ha contestualmente accolto il ricorso dell'Autorità relativamente all'allineamento del parametro beta del servizio di misura a quello della distribuzione, per la definizione del tasso WACC.

Successivamente, con la delibera 231/2024/R/gas del 11 giugno 2024, ARERA ha avviato il procedimento per l'esecuzione delle sentenze del Consiglio di Stato nn. 10185/2023, 10293/2023, 10294/2023, 10295/2023 e 1450/2024 relative alla determinazione dei costi operativi per il servizio di distribuzione per il periodo di regolazione 2020-2025, la cui conclusione è prevista entro il 31 dicembre 2024. L' Autorità ha anticipato che procederà secondo due direttrici di intervento:

- a) la prima, finalizzata a colmare le lacune di istruttoria e motivazione rilevate dai giudici di primo e secondo grado;
- b) la seconda, finalizzata, tra l'altro, ad approfondire i temi oggetto di specifiche pronunce:
 - (i) differenziazione dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione in funzione della densità;

- (ii) incidenza delle peculiarità del territorio servito sui costi operativi effettivi delle imprese;
- (iii) significatività degli oneri derivanti dagli obblighi di servizio a garanzia del bilinguismo sui costi operativi.

Del. 147/2024/R/gas - Progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale: erogazione dell'acconto di cui al comma 4.9 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 404/2022/R/gas

Con la delibera in oggetto l'Autorità ha approvato l'erogazione dell'acconto, pari al 30% del contributo richiesto in tema di progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi delle infrastrutture del settore del gas naturale. Inoltre, il provvedimento ha posticipato al 31 luglio l'invio della prima relazione intermedia di cui alla Determina 9/2022 – Direzione Infrastrutture, Energia e Unbundling (DIEU).

Determina DSME/4/2023 - Standardizzazione dei documenti regolatori contabilizzanti il servizio di distribuzione del gas naturale e Del. 94/2024/R/gas - Prime disposizioni in merito alla disciplina delle garanzie per l'accesso al servizio di distribuzione del gas naturale

Con tali provvedimenti l'Autorità (Direzione servizi di Sistema e Monitoraggio Energia) ha avviato l'aggiornamento del Codice di Rete tipo volto a garantire una maggiore standardizzazione dei processi. In particolare, con la determina in oggetto, ARERA ha pubblicato le Istruzioni Operative in tema di standard dei dati di contabilizzazione del servizio di distribuzione del gas naturale la cui azione a regime è prevista dal 1° ottobre 2024. Con la delibera 94/2024/R/gas sono state definite le prime disposizioni che hanno riguardato l'introduzione del deposito cauzionale nel novero delle garanzie ammesse per il contratto di distribuzione gas.

Mercato ingrosso gas

Riempimento stoccaggi Anno Termico 2024-2025

Del. 129/24, in attuazione del DM 28 marzo 2024 – l'Autorità conferma anche per l'anno termico dello stoccaggio 2024/2025, in continuità con quanto disciplinato per il precedente Anno Termico 2023/2024:

- che i costi dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio non siano applicati agli utenti dello stoccaggio ma siano coperti attraverso il meccanismo di equilibrio finanziario delle imprese di stoccaggio (art. 28 RAST - Regolazione per l'Accesso ai servizi di Stoccaggio);
- che, ai fini della copertura dei quantitativi di gas per la gestione dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio, possano essere utilizzati i quantitativi ancora disponibili presso le giacenze di stoccaggio approvvigionati dal responsabile del bilanciamento;
- che, nel caso in cui al termine del mese di ottobre 2024, la giacenza dell'utente in stoccaggio risulti inferiore rispetto alla minima (comma 17.1 RAST), l'impresa di stoccaggio applichi il corrispettivo maggiore tra quello di cui al comma 26.1 RAST e 1,5€/MWh;
- l'allocazione al GSE e all'impresa di maggior trasporto di capacità di spazio (per l'anno termico 2024/2025) e corrispondente capacità di iniezione ed erogazione, pari alle giacenze negli stoccaggi al 31 marzo 2024.

DCO 103/24 - Ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato n. 8523 del 5 ottobre 2022, e n. 7386 del 27 luglio 2023, in materia di criteri di regolazione delle tariffe del servizio di trasporto di gas naturale per i periodi regolatori 2014-2017 e 2018-2019.

L'Autorità nel mese di marzo ha pubblicato gli orientamenti finali riguardo le sentenze del Consiglio di Stato in materia di regolazione tariffaria del servizio di trasporto gas per i periodi 2014-2017 e 2018-2019. In merito si ricorda che il CdS ha annullato la regolazione tariffaria trasporto 4PRT (2014-2017) e la regolazione del transitorio (2018-2019) per violazione dell'art. 23, c.3 del D.lgs 164/2000 sul principio di non penalizzazione delle aree a basso livello infrastrutturale/mezzogiorno.

Di seguito sono presentati in sintesi gli elementi pregressi circa la sentenza e gli orientamenti iniziali dell'Autorità presentati con il DCO 424/23 in ottobre: la società ricorrente (ENEL) contestava gli elevati livelli dei corrispettivi di entry nei punti di entrata del sud Italia e al riguardo le proposte correttive dell'Autorità sono state (i) l'eliminazione degli sconti su tratte in controflusso e (ii) l'utilizzo diametro standard per il *pricing* delle tratte. L'effetto delle correzioni così proposte è una riduzione sul costo dei punti di entry al sud e un conseguente aumento costo dei punti di entry localizzati al nord; si sarebbe verificato anche un impatto sui punti di exit, con l'aumento dei costi exit sul nord e diminuzione al sud.

Nel DCO 424/23 l'Autorità è orientata ad applicare metodo tariffario così corretto ai soli entry; infine, con l'ultimo DCO 103/24 prevede che ciascun utente del trasporto ricalcoli la propria posizione netta, sia per l'entry che per l'exit, per il periodo 2014-2019, in termini di maggiori o minori costi del servizio di trasporto utilizzando i valori ricalcolati dei corrispettivi secondo la metodologia alternativa proposta dalla stessa ARERA. La conseguenza sarebbe la compensazione dei soli utenti del trasporto a credito verso il sistema nella rideterminazione dei corrispettivi, con nessun conguaglio per posizioni a debito.

ENERGIA ELETTRICA

Mercato elettrico

DM CACER - Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile (in attuazione dei D.lgs. 199/21 e 210/21 e secondo quanto già disciplinato da ARERA ex delibera 727/22-TIAD)

In data 23 gennaio 2024 è stato pubblicato il Decreto del MASE (Ministero Ambiente e Sicurezza Energetica) che incentiva la diffusione delle Comunità Energetiche rinnovabili e dell'autoconsumo diffuso (cd. "Decreto CACER"). Il DM è entrato in vigore il giorno successivo alla sua pubblicazione (ossia il 24 gennaio 2024).

I temi di rilievo riguardano:

- le modalità rendicontazione/erogazione contributo in conto capitale, in anticipazione fino al 10% (con modalità individuate nelle Regole Operative); in alternativa, il contributo è erogato in unica soluzione o in più quote, in considerazione degli importi da erogare e della potenza degli impianti da incentivare e in relazione allo stato di avanzamento dei lavori;
- le spese ammissibili: è specificato che l'IVA non è ammissibile alle agevolazioni, salvo in caso non sia recuperabile;
- l'applicazione di decurtazioni nel caso di contribuzione in conto capitale;
- la soglia di distribuzione dell'incentivo sull'energia condivisa: l'eccedenza oltre tale soglia è destinata ai soli consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzata per finalità sociali.

Inoltre, in data 23 febbraio il MASE ha approvato le Regole Operative (RO) tramite cui il GSE disciplina le procedure per l'accesso alle tariffe incentivanti e ai contributi in conto capitale previsti dal PNRR. Successivamente (18 marzo) il MASE ha pubblicato il Decreto sulla definizione dei corrispettivi che il GSE richiederà ai beneficiari degli incentivi e dei contributi PNRR di cui al Decreto CACER secondo le modalità definite nelle Regole Operative, la cui ultima versione è stata aggiornata dal GSE nel mese di aprile.

Terna - DCO su MACSE - Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico

In data 12 aprile Terna ha pubblicato per la consultazione ulteriori documenti inerenti alla Disciplina MACSE, consultata precedentemente nel mese di ottobre 2023. In particolare, ha reso nota la Relazione Tecnica sui parametri delle tecnologie individuate da Terna nello Studio di riferimento: batterie agli ioni di litio e pompaggi idroelettrici per nuova capacità autorizzata sono state individuate quali tecnologie mature in grado di soddisfare il fabbisogno della stessa.

Per quanto riguarda gli obblighi (già definiti in precedenza) a cui dovranno adempiere gli aggiudicatari, questi riguardano, oltre che la capacità contrattualizzata che sarà oggetto di contratti di *time shifting* per operatori terzi su piattaforma GME, il rendere disponibile la capacità contrattualizzata sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) entro i limiti di offerta. In tal senso, rispetto alla versione precedente della Disciplina, Terna interviene con delle modifiche:

- l'eliminazione dei limiti di *bidding* che erano stati posti per la formulazione di offerte su MSD: se fosse stato confermato il *bid cap* (+/- 20% per offerte a salire e scendere sul prezzo zonale MGP) sulla capacità impegnata nel MACSE, questa avrebbe potuto generare effetti distorsivi per il mercato dei servizi;
- la riduzione della percentuale di restituzione del margine di contribuzione realizzato in esito ai mercati di MSD e MB (Mercato di Bilanciamento): vengono applicati invece limiti coerenti con il prezzo di esercizio del Mercato della Capacità per le offerte a salire (anche per garantire una linearità con i meccanismi di mercato già vigenti) e con limite minimo pari a 0 €/MWh per le offerte a scendere.

Si prevede inoltre la prima asta nel 2024 con periodo di consegna: per asta breve (batterie), il 2028, per l'asta lunga (pompaggi) il 2031, con base d'asta in €/KWh a remunerazione dei costi operativi e di investimento.

Anomalie e criticità sui prezzi di sbilanciamento

Del. 60/2024 - nel mese di marzo l'Autorità chiude l'istruttoria conoscitiva (avviata con delibera 475/2023), in merito alla formazione dei prezzi anomali di sbilanciamento, a seguito dell'avvio dell'operatività di Terna sulla piattaforma europea "PICASSO" (Piattaforma di bilanciamento europea per lo scambio di riserva secondaria).

Con l'avvio della partecipazione alla Piattaforma da parte di Terna, nel 19 luglio 2023, il sistema italiano è diventato parte del mercato integrato transfrontaliero della automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR, riserva secondaria), i cui esiti dipendono dalle condizioni di mercato complessive in termini di offerte degli operatori, fabbisogni dei TSO e capacità di scambio, esponendosi anche al rischio di propagazione degli spike di prezzo identificati sulla Piattaforma.

In questo contesto di mercato integrato, risolto tramite asta a prezzo marginale, si è verificata l'accettazione di offerte al di fuori del perimetro nazionale che hanno comportato l'insorgere di prezzi marginali negativi e/o significativamente superiori, in valore assoluto, ai valori medi storici nazionali, che si sono poi riflessi sui prezzi di sbilanciamento nazionali. Pertanto, l'Autorità ha richiesto a Terna di approfondire le regole di risoluzione e di definizione di prezzo dell'algoritmo della piattaforma e ha disposto la sospensione della partecipazione operativa di Terna alla Piattaforma, in attesa dell'approvazione e implementazione di misure di mitigazione. Tale sospensione è avvenuta in data 15 marzo.

Adeguatezza e Disciplina Capacity Market

Con approvazione del **Decreto MASE 9 maggio 2024** e della **delibera ARERA 145/24**, Terna pubblica la Disciplina di prima attuazione per gli anni di consegna post 2024: dal 2025 al 2028.

Lo strumento del Capacity Market, come rilevato dal Rapporto di Adeguatezza 2023 di Terna, si conferma essenziale per accompagnare la transizione energetica, il cui obiettivo è quello di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico secondo gli standard definiti dalle Autorità italiane a fronte di una sempre maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili necessaria al raggiungimento degli obiettivi climatici nazionali ed europei.

Il Capacity Market dovrà diventare strutturale per poter mantenere l'adeguata funzione degli impianti a ciclo combinato (CCGT), mantenendo in efficienza il parco termoelettrico esistente ed evitando una eccessiva uscita di questi impianti dal mercato. A tal fine, il meccanismo è volto a stimolare gli interventi di conversione degli impianti di raffreddamento dei cicli termoelettrici da acqua ad aria, così da supportare il Sistema nelle situazioni climatiche estreme che spesso si verificano nei mesi estivi.

La **delibera ARERA 199/24** definisce i parametri economici delle procedure concorsuali per gli anni di consegna dal 2025, al 2028, le cui aste sono attese nei mesi di novembre e dicembre 2024 per gli anni di consegna 2025, 2026 e 2027 ed a febbraio 2025 per l'anno di consegna 2028. Infine, l'Autorità individua come premio per la capacità esistente 45.000 €/anno/MW avente ad oggetto il periodo di consegna 2025, incrementali negli anni di consegna sino a 48.000 €/anno/MW per periodo di consegna 2028.

Superamento PUN dal 1° gennaio 2025 (in attuazione del **decreto MASE 18 aprile 2024** e ai sensi del D.lgs. 210/21)

DCO GME 01/24 - il 19 aprile il Gestore Mercati Energetici ha avviato la consultazione avente oggetto il superamento del PUN dal 1° gennaio 2025, momento dal quale le offerte di acquisto di energia su MGP non saranno più valorizzate a PUN ma a prezzo zonale. Tra i contenuti della consultazione i temi principali sono:

- Il calcolo da parte del GME del prezzo di riferimento dell'energia scambiata su MGP (cd. *PUN Index*):
 - (i) calcolato come media dei prezzi zonal ponderati sugli acquisti relativi ai portafogli in prelievo appartenenti alle zone geografiche;
 - (ii) effettuato sulla base degli esiti zonal del MGP;
 - (iii) definito per ogni intervallo di tempo minimo (*Market Time Unit-MTU* 15 minuti) e quindi calcolato ogni quarto d'ora;
- dal punto di vista dell'operatività sul Mercato Elettrico il GME introduce:
 - (i) tempistiche per l'implementazione di Market Time Unit (MTU) multiple rispetto a cui possono essere riferiti i prodotti offerti sui mercati;
 - (ii) la possibilità di formulare prodotti a blocchi per ottimizzare le possibilità di trading degli operatori, al fine di allineare la MTU del mercato del giorno prima e dei mercati in asta al periodo rilevante per la valorizzazione degli sbilanciamenti (Imbalance Settlement Period - ISP) pari a 15 min, che sarà inderogabilmente in vigore dal 2025 (in conformità alla regolazione europea).

DCO 194/24 - in data 21 maggio l'Autorità ha avviato la consultazione avente ad oggetto l'applicazione di un meccanismo di perequazione (almeno fino al 31 dicembre 2025) atto a compensare, attraverso un'apposita

componente, la differenza tra il PUN *Index* e i prezzi zonal del mercato. Individua, in particolare, due alternative per l'applicazione di tale componente:

- a) applicata agli acquisti su MGP: questo implicherebbe che sul mercato all'ingrosso tutte le offerte vengano ricondotte al PUN *Index*, mentre il mercato *retail* vedrebbe l'adeguamento dei corrispettivi della maggior tutela, delle tutele graduali e delle offerte PLACET allineati al PUN *Index*, che si qualificerebbe anche come indice di prezzo nei contratti del mercato libero. Questa prima alternativa, che di fatto lascerebbe invariato il quadro regolatorio, sarebbe l'opzione preferita da ARERA;
- b) applicata su tutta l'energia prelevata e gestita da Terna: per quanto riguarda il mercato all'ingrosso Terna gestirebbe la componente nell'ambito del dispacciamento, e ciò implicherebbe: l'eliminazione del corrispettivo di non arbitraggio; l'applicazione del CCT (Corrispettivo per la Capacità di Trasporto) anche alle offerte di acquisto e la rideterminazione delle garanzie. Nel mercato *retail*, invece, ci sarebbe una possibile modifica per i servizi di ultima istanza e le offerte PLACET, con il possibile allineamento al prezzo zonale nel mercato libero.

Attuazione TIDE – Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico

DCO 204/24, modifiche per l'entrata in vigore del TIDE – nel mese di maggio l'Autorità ha avviato la consultazione in cui prospetta gli orientamenti per l'entrata in vigore del TIDE, in concomitanza con la consultazione sui capitoli del Codice di Rete di Terna. In particolare, l'Autorità prevede:

- una fase transitoria - dal 1° gennaio al 30 settembre 2025, in cui il TIDE entrerà in vigore con l'attuale versione del Codice di Rete;
- la pubblicazione da parte di Terna del modello della rete rilevante entro il 1° aprile 2025;
- una fase definitiva, in cui il TIDE sarà in vigore dal 1° ottobre 2025 (con l'applicazione del nuovo Codice di Rete-attualmente in consultazione). L'Autorità specifica che saranno definite disposizioni transitorie anche successivamente tale data in merito alle:
 - (i) modalità di approvvigionamento della riserva primaria (Frequency Containment Reserve - FCR);
 - (ii) modalità di approvvigionamento della riserva ultra-rapida di frequenza;
 - (iii) definizione del modello e algoritmo di ottimizzazione dell'Integrated Scheduling Process per il MSD.

Impianti di Produzione elettrica

Decreto Ministeriale Aree Idonee

A fine giugno 2024 è stata diffusa la versione firmata dai Ministri competenti del Decreto Aree Idonee, relativo all'individuazione da parte delle Regioni delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili, funzionali al raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2030. I punti principali del DM, come emendati dalla Commissione Energia e dalla Conferenza delle Regioni, sono i seguenti:

- obiettivo al 2030 di potenza aggiuntiva pari a 80 GW;
- le Regioni individuano con propria legge entro 180 giorni le aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili;
- il monitoraggio degli adempimenti, da parte del MASE e del GSE, viene verificato entro il 31 luglio di ciascun anno sulla potenza da fonti rinnovabili non solo installata, ma anche autorizzata o assentita;
- tra i criteri per l'individuazione delle aree idonee da parte delle Regioni è stata aggiunta l'esigenza di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole, della qualità dell'aria e dei corpi idrici, prediligendo l'installazione su superfici di strutture edificate, nonché di aree a destinazione industriale, artigianale, per servizi e logistica, nonché verificando l'idoneità di aree non utilizzabili per altri scopi (tra le quali le Regioni possono far rientrare anche aree classificate come agricole);
- sono considerate non idonee le aree ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela con la possibilità per le Regioni di stabilire una fascia di rispetto di massimo 7 km.

Tale decreto ha considerato l'applicazione del **DL Agricoltura (DL 63/2024)** in merito alla possibile inibizione per la realizzazione di impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole: tale previsione è stata mitigata dal DM Aree Idonee, consentendo alle Regioni l'installazione di fotovoltaico a terra anche in aree classificate come agricole, purché non utilizzabili per altri scopi.

Reti elettriche

Avvio nuova Regolazione per Obiettivi di Spesa e Servizio (Regolazione ROSS)

Il 2024 rappresenta l'anno di avvio della nuova regolazione tariffaria per la distribuzione e misura elettrica. In particolare, con la deliberazione 163/2023/R/COM l'Autorità ha approvato il Testo Integrato dei criteri e dei principi generali della Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio per il periodo 2024-2031 (TIROSS). Con la deliberazione 497/2023/R/COM sono stati definiti i criteri applicativi ROSS e con la deliberazione 616/2023/R/EEL (TIT) l'Autorità ha definito i criteri per la determinazione di alcuni parametri caratteristici dei criteri ROSS, quali la baseline dei costi operativi per l'anno 2024 e il tasso di capitalizzazione per il servizio di distribuzione e misura elettrica. E' stata quindi avviata una specifica raccolta delle informazioni e dei dati necessari per la determinazione dei suddetti parametri.

Sulla base dei dati ricevuti, l'Autorità, al fine di definire le tariffe di riferimento provvisorie 2024 ha proceduto al calcolo della baseline dei costi operativi per l'anno 2024, del tasso di capitalizzazione e dei recuperi di efficienza conseguiti alla data di cut-off (31 dicembre 2023) spettanti a ciascun DSO.

DCO 239/202/R/COM – Orientamenti in materia di scenari per i Piani di Sviluppo delle reti energetiche

Con tale documento l'Autorità sottopone a consultazione:

- i requisiti minimi per l'elaborazione del documento di descrizione degli scenari per i Piani di sviluppo delle reti di trasmissione e trasporto;
- gli orientamenti in merito alle attività dei DSO dell'energia elettrica, per la definizione di ipotesi specifiche locali di scenario rilevanti per lo sviluppo delle reti di distribuzione;
- la pubblicazione delle mappe dei distributori rappresentanti sia la *hosting* sia la *load capacity* con dati effettivi e previsionali entro marzo 2025.

EFFICIENZA ENERGETICA

Superbonus ed altri bonus edilizi

Il 23 maggio 2024 è stata approvata la conversione in legge del DL 39/2024, che reca nuove disposizioni in materia di bonus fiscali edilizi, e in particolare di cessione del credito. In estrema sintesi, fra le altre disposizioni, il DL prevede anche:

- (i) l'inibizione delle opzioni sconto e cessione nei casi di assenza spese per lavori già effettuati alla data di entrata in vigore del DL;
- (ii) l'obbligo di detrarre in 10 anni le agevolazioni fiscali derivanti dalle spese sostenute a partire dal 2024.

RIFIUTI

ARERA – attività di regolazione

Regolazione tariffaria degli impianti di trattamento

A seguito delle sentenze del Consiglio di Stato nn. 10548, 10550, 10734, 10775 del 2023 relativamente alla regolazione tariffaria degli impianti trattamento, l'Autorità ha emesso le **delibere 7/2024/R/RIF e 72/2024/R/RIF**, che hanno modificato il secondo Metodo Tariffario Rifiuti (MTR-2) nella parte relativa alla relativa regolazione, posticipando l'applicazione a partire dall'anno 2024 (PEF 2024-2025).

Successivamente, con la Determinazione 2/DTAC/2024, sono stati approvati gli schemi tipo degli atti costituenti la proposta tariffaria per il biennio 2024-2025 e le relative modalità di trasmissione.

Inoltre, il **procedimento per graduale estensione al settore rifiuti urbani del sistema di tutele per l'empowerment e la risoluzione delle controversie dei clienti/utenti finali del settore regolato**, avviato con deliberazione 621/2023/E/RIF del 28 dicembre 2023, ha visto l'attivazione di un primo tavolo di confronto in data 14 giugno 2024 con vari stakeholder e associazioni di consumatori.

Unbundling Contabile settore Rifiuti

Con delibera 27/2024/R/RIF l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione della separazione contabile ed amministrativa del settore rifiuti, che dovrà terminare entro il 30 giugno 2025.

SERVIZIO IDRICO

DCO 245/2024/R/Idr - Orientamenti per la definizione di schema tipo di bando di gara per affidamento SII

In coerenza con quanto previsto dall'articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201, l'Autorità illustra gli elementi di inquadramento generale e gli orientamenti relativi alla definizione dello schema tipo di bando di gara, relativamente alle procedure di affidamento a terzi mediante procedura ad evidenza pubblica e al partenariato pubblico-privato istituzionale (società mista). L'adozione di uno schema tipo di bando di gara è orientato a garantire maggiore uniformità dei criteri e delle modalità impiegabili nelle procedure di affidamento.

Il documento fornisce proposte in relazione ai vari profili attinenti all'oggetto e al valore dell'affidamento, ai requisiti di partecipazione, all'offerta tecnica e all'offerta economica; sono altresì previste disposizioni specifiche per i casi di indisponibilità dei requisiti informativi minimi.

ALTRI TEMI TRASVERSALI

Incentivi

Decreto Ministeriale FERX (Bozza Maggio)

Il DM FERX, in attuazione del D.lgs. n. 199/2021, ha la finalità di sostenere la produzione di energia elettrica di impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato, attraverso la definizione di un meccanismo di supporto che ne promuova l'efficacia, l'efficienza e la sostenibilità in misura adeguata al perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030. In particolare, nella bozza circolata nel mese di maggio i punti di rilievo sono:

- la stima contingente a 57,1 GW di Fonti di Energia Rinnovabile (FER) con potenza maggiore a 1 MW incentivabili mediante aste (bandite nel 2024-28) di cui 40 GW per il fotovoltaico;
- i contingenti suddivisi per tecnologie: fotovoltaico, eolico, idroelettrico e gas residuati;
- è stata introdotta una Curva di domanda dinamica in termini di capacità da approvvigionare, che individua un contingente minimo, uno ottimale e uno di potenza massimo;
- l'accesso diretto degli Impianti con potenza inferiore a 1 MW (sino al raggiungimento del contingente massimo di 5 GW);
- La previsione di una Tariffa omnicomprensiva per gli impianti con potenza inferiore ai 200 KW e di una tariffa tramite Contratti per Differenza (CFD) per quelli con potenza superiore a tale soglia;
- l'adeguamento del prezzo di aggiudicazione rispetto alle dinamiche inflattive;
- l'obbligo di abilitazione all'MSD impianti con potenza superiore ad 1 MW (facoltativa sotto tale soglia);
- l'erogazione di un incentivo sull'energia producibile nei casi di:
 - (i) fermate per ordini del Gestore della Rete;
 - (ii) prezzi zionali nulli o negativi su MGP;
 - (iii) taglio produzione per ordini di Terna sull'MB

Gli impianti che non si abilitano perdono l'incentivo nei casi (ii) e (iii): tale perdita non sembra applicarsi agli impianti che accedono alla Tariffa omnicomprensiva (ossia quelli con potenza inferiore ai 200KW).

Bonus sociali elettrici e gas- Oneri Generali di Sistema e Ulteriori Componenti

Del. 113/2024/R/com - Aggiornamento, dal 1° aprile 2024, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Disposizioni in merito al TIVG e alle componenti RTTG. Disposizioni alla cassa per i servizi energetici e ambientali. Modifiche al TIPPI

Il provvedimento aggiorna le componenti oneri generali elettricità e gas valide a decorrere dal 1° aprile 2024.

Prescrizione breve

Con le sentenze 11358/2023 e 11360/2023 di fine 2023 il Consiglio di Stato, confermando sul punto il TAR Lombardia, ha ritenuto illegittime le disposizioni delle delibere 603/2021 e 604/2021 che imponevano l'obbligo in capo al distributore (di energia elettrica e di gas naturale) ad indicare all'utente sua controparte, in occasione di comunicazioni di dati di misura o di rettifica degli stessi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, l'eventuale sussistenza o meno – e, nel caso, i relativi elementi di dettaglio – di cause che consentano di presumere che non sia maturata la prescrizione del diritto di credito ai sensi della normativa primaria.

Un chiarimento ARERA di marzo 2024 ha indicato che non vi sia necessità d'un suo nuovo intervento sulla regolazione, in quanto autosufficiente e pienamente operativa, anche in assenza delle disposizioni annullate dal giudice amministrativo.

A valle delle sentenze del Consiglio di Stato, la delibera 86/24/R/eel definisce pari a 0,22 il fattore α , necessario per il calcolo della penale da applicare ai DSO elettrici per le loro rettifiche pluriennali fatturate verso i Venditori nel 2023 (art. 8.1 della delibera 604/2021).

CONCESSIONI E AFFIDAMENTI DEL GRUPPO IREN

PRODUZIONE IDROELETTRICA

Di seguito si riepilogano le concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico e le relative scadenze per gli impianti di Iren Energia.

Regione	Impianto	Potenza nominale media di concessione (MW)	Scadenza
Piemonte	Po Stura - San Mauro	5,58	31 dicembre 2010
Piemonte	Pont Ventoux – Susa	45,64	13 dicembre 2034
Piemonte	Agnel - Serrù – Villa	12,53	31 dicembre 2010
Piemonte	Bardonetto – Pont	8,92	31 dicembre 2010
Piemonte	Ceresole – Rosone	32,92	31 dicembre 2010
Piemonte	Telessio - Eugio – Rosone	26,10	31 dicembre 2010
Piemonte	Rosone – Bardonetto	9,71	31 dicembre 2010
Piemonte	Valsoera – Telessio	1,76	31 dicembre 2010
Campania	Tusciano	8,49	31 marzo 2029
Campania	Tanagro	12,85	31 marzo 2029
Campania	Bussento	17,06	31 marzo 2029
Campania	Calore	3,27	31 marzo 2029

In relazione alle concessioni suindicate scadute al 31 dicembre 2010, relative a Valle Orco (Agnel - Serrù – Villa, Bardonetto – Pont, Ceresole – Rosone, Telessio - Eugio – Rosone, Rosone – Bardonetto, Valsoera – Telessio) e Po Stura-San Mauro, è stata presentata alla Regione Piemonte una proposta di *project financing*. Con Deliberazione della Giunta Regionale del Piemonte del 17 aprile 2023 n.17/6747 è stata deliberata la fattibilità delle due proposte di *project financing* presentate da Iren Energia, ai sensi dell'articolo 183, comma 15 D. Lgs. 50/2016, aventi ad oggetto, rispettivamente, le Concessioni di grandi derivazioni idroelettriche scadute sull'asta del Torrente Orco e la Concessione scaduta di grande derivazione idroelettrica dell'impianto Po Stura - San Mauro.

Con Deliberazioni della Giunta Regionale 5 giugno 2023, nn. 28-6999 e 29-7000, la Regione Piemonte ha deliberato, ai sensi degli articoli 3 e 4 della Legge Regionale 26/2020, la “*non sussistenza di un prevalente interesse pubblico ad un diverso uso delle acque derivate, incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, e definizione della procedura ad evidenza pubblica per la relativa assegnazione*”.

Con DGR n. 7387 del 3 agosto 2023 e la Determina Dirigenziale 7 agosto 2023, n. 578, la Regione Piemonte ha verificato la correttezza dei “rapporti di fine concessione” delle grandi derivazioni idroelettriche scadute e ne ha disposto la pubblicazione sul proprio sito istituzionale.

Pende presso il Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche un contenzioso promosso da un competitor di Iren Energia contro i provvedimenti adottati dalla Regione Piemonte.

DISTRIBUZIONE GAS NATURALE

Con decorrenza dal 1° gennaio 2023, a seguito dell'operazione di scissione perfezionata nel corso del 2022, IRETI Gas è subentrata ad IRETI nella titolarità delle concessioni inerenti alla gestione del servizio di distribuzione del gas naturale in essere nei vari Ambiti – Genova¹, Parma, Reggio Emilia e Piacenza² - in regime di *prorogatio*.

Per quanto riguarda la gara indetta dall'ATEM Genova², con sentenza n. 3150/23 il Consiglio di Stato ha confermato l'illegittimità del bando. La nuova gara non è stata ancora indetta.

Con riferimento alla gara per l'affidamento nell'ATEM La Spezia, a seguito dell'aggiudicazione in data 25 novembre 2022 a favore di Italgas, IRETI, alla quale è subentrata IRETI Gas, ha proseguito il contenzioso avviato nel 2022 avanti al TAR Liguria mediante proposizione di atto di appello avanti al Consiglio di Stato che, con Sentenza del 12 marzo 2024, ha confermato la pronuncia del TAR nel giudizio di primo grado e l'avvenuta aggiudicazione a favore di Italgas.

A seguito del perfezionamento del c.d. "Progetto Romeo 2", a partire dal 1° gennaio 2024 ASM Vercelli ha acquisito le concessioni della distribuzione gas nei seguenti Comuni in Provincia di Vercelli: Albano Verellese, Carisio, Greggio, Olcenengo, Oldenico, San Germano Verellese-frazione Strella, Quinto Verellese, Tronzano Verellese e Villarboit.

Sempre all'esito di tale Progetto e sempre con effetti dal 1° gennaio 2024, IRETI Gas, a seguito dell'operazione di fusione per incorporazione della società Romeo 2, è subentrata a quest'ultima quale concessionaria del servizio di distribuzione gas nei Comuni della Provincia di Savona Albenga e Ceriale. In tale contesto, la società ha già acquisito, con effetto dal 1° febbraio 2023 le concessioni della distribuzione del gas nei Comuni emiliani di Pontenure (ATEM Piacenza 2) e Solignano (ATEM Parma), nonché la gestione del borgo privato di Grazzano Visconti nel Comune di Vigolzone.

Iren opera, inoltre, in numerose altre realtà del territorio italiano in forza di affidamenti o concessioni rilasciate a società a capitale misto in cui partecipano direttamente o indirettamente società del Gruppo Iren.

Di seguito se ne indicano le principali:

- ATEM Ancona/Macerata 2- ASTEA (collegata, partecipata al 21,32% dal Consorzio GPO, controllato a sua volta al 62,35% da IRETI): Comuni di Osimo (AN), Recanati (MC), Loreto (AN) e Montecassiano (MC) - la gestione è in regime di proroga *ex lege*;
- ATEM Livorno - ASA (collegata, partecipata al 40% da IRETI): Comuni di Livorno, Castagneto Carducci, Collesalveti, Rosignano Marittimo e San Vincenzo – la gestione è in regime di proroga *ex lege*;
- ATEM Alessandria 3/ Alessandria 4 – RETI S.r.l. (controllata da ACOS, a sua volta collegata in quanto partecipata al 25% da IRETI): Comuni di Novi Ligure ed altri 21 Comuni - la gestione è in regime di proroga *ex lege*.

ENERGIA ELETTRICA

Le concessioni ministeriali elettriche hanno termine di scadenza al 31 dicembre 2030. Il Gruppo Iren gestisce il servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica nelle Città di Torino e Parma (attraverso IRETI) e di Vercelli (tramite ASM Vercelli).

Iren è inoltre presente nell'area marchigiana con DEA S.p.A., facente parte del gruppo della collegata ASTEA S.p.A., che gestisce il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nei comuni di Osimo (AN), Recanati (MC) e Polverigi (AN).

TELERISCALDAMENTO

Iren Energia gestisce il servizio di distribuzione del teleriscaldamento tramite concessione, affidamento o autorizzazione alla posa delle reti nei seguenti territori:

- Comune di Torino
- Nichelino (TO);
- Beinasco (TO);
- Rivoli (TO);
- Collegno (TO);
- Grugliasco (TO);
- Reggio Emilia;
- Parma;
- Piacenza;
- Genova.

Inoltre, mediante Dogliani Energia, è titolare della concessione per il servizio del teleriscaldamento nel Comune di Dogliani (CN). In merito, è attualmente in corso la costruzione della Centrale di cogenerazione con annessa rete.

Infine, con decorrenza 1° novembre 2023 Iren Mercato è concessionaria in via transitoria del pubblico servizio di teleriscaldamento nel territorio del Comune di Moncalieri; la durata della concessione è di dodici mesi e comunque fino alla data di efficacia dell'affidamento del Servizio da parte del Comune, tramite apposita procedura ad evidenza pubblica, ad un nuovo concessionario.

Iren Energia, che fornisce calore ad Iren Mercato, è proprietaria degli impianti di produzione e delle infrastrutture di rete esistenti ed è parte di una Convenzione con il Comune per l'occupazione del suolo pubblico, oggi scaduta. Tale situazione di occupazione del suolo sta proseguendo in regime di prorogatio in attesa di determinazioni del Comune sulle modalità di nuova assegnazione o rinnovo. In proposito, si precisa che la concessione demaniale dei terreni su cui insiste la rete non sembra affidabile a terzi mediante gara: tali beni non sono infatti economicamente contendibili fintanto che la società decida di mantenere la proprietà della rete; la presenza della rete, infatti, impedisce uno sfruttamento economico dell'area per scopi diversi da quelli attuali. Allo stato e salvo diverse determinazioni (ad oggi non prevedibili) da parte del Comune, non sembrano, dunque, sussistere alternative al rinnovo della concessione.

SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

Area ligure

IRETI è titolare dell'affidamento della gestione del Servizio Idrico Integrato nei 67 comuni della Provincia di Genova. L'affidamento è stato attribuito con Decisione dell'Autorità dell'ATO Genovese il 13 giugno 2003 n. 8 e scadrà nel 2032.

La gestione del Servizio Idrico Integrato nel territorio dei Comuni della provincia di Genova viene svolta da IRETI tramite i gestori operativi salvaguardati. Le società autorizzate e/o salvaguardate del Gruppo Iren che svolgono la funzione di gestore operativo sono Iren Acqua (controllata al 60% da IRETI), Iren Acqua Tigullio (controllata al 66,55% da Iren Acqua) e AMTER (controllata tramite il 51% di IRETI e il 49% di Iren Acqua).

IRETI esercisce inoltre direttamente il servizio di distribuzione di acqua potabile nei Comuni di Camogli, Rapallo, Coreglia, Zoagli, Sestri Levante, Casarza Ligure e Moneglia, e il Servizio Idrico Integrato nei Comuni di Né e Carasco, nell'ATO Genovese.

La società gestisce infine il solo segmento del servizio idrico nei seguenti ATO:

- Savonese, nei comuni di Albissola Marina, Albissola Superiore, Quiliano, Vado Ligure, Celle Ligure, Noli, Spotorno, Bergeggi, Savona, Stella, Varazze;
- Centro Ovest 2 - Comuni di Altare, Cairo Montenotte, Carcare, Cengio;

Per quanto concerne la Provincia di Imperia IRETI gestisce, nelle more dell'incasso del valore di riscatto (trattandosi di gestioni salvaguardate scadute), il servizio nei comuni di Camporosso, Isolabona (Servizio Idrico Integrato), Perinaldo, San Biagio della Cima, Soldano e Vallebona.

Infine, alla Spezia e Provincia, in 31 comuni, il Gruppo Iren gestisce, attraverso ACAM Acque, il servizio idrico con concessione valida fino al 31 dicembre 2033.

Area emiliana

Il Gruppo gestisce il Servizio Idrico Integrato sulla base di specifici affidamenti assentiti dai rispettivi Enti Locali regolati dalle Convenzioni stipulate con gli ATO competenti.

Sulla base della normativa della Regione Emilia-Romagna, le Convenzioni del Servizio Idrico Integrato prevedono una durata decennale degli affidamenti, in regime di salvaguardia, fatta eccezione per la convenzione dell'ATO di Parma che fissava la scadenza dell'affidamento al 30 giugno 2025, in virtù della cessione a privati del 35% del capitale di AMPS effettuata nel 2000 dal Comune di Parma con procedura ad evidenza pubblica.

La predetta scadenza è stata prorogata dalla Legge Regionale Emilia-Romagna n. 14/21 fino al 31 dicembre 2027.

La gestione del Servizio Idrico Integrato nei bacini di Parma e Piacenza e Reggio Emilia è in capo a IRETI. La proprietà dei beni e delle reti relative al settore idrico è stata trasferita a società interamente possedute da Enti pubblici (rispettivamente Parma Infrastrutture, Piacenza Infrastrutture e AGAC Infrastrutture). Queste società hanno messo le reti e gli asset a disposizione del Gruppo Iren sulla base di un contratto di affitto ed a fronte del pagamento di un canone annuo.

Dal 1° gennaio 2024 la gestione del Servizio Idrico Integrato per la Provincia di Reggio Emilia, escluso il Comune di Toano, è in capo alla “Azienda Reggiana per la Cura dell’Acqua”, in breve ARCA, partecipata al 60% dal socio pubblico AGAC Infrastrutture e al 40% dal socio privato IRETI, che si è aggiudicata la gara bandita da ATERSIR per la selezione del socio privato operativo di società mista per l’affidamento del Servizio Idrico integrato nell’ATO3 Reggio Emilia fino al 31 dicembre 2043.

ARCA, mediante specifica convenzione, sulla base di quanto previsto dagli atti di gara, ha affidato con eguale decorrenza la gestione dei compiti operativi alla società operativa territoriale (SOT) Iren Acqua Reggio, all’uopo costituita dal socio privato operativo (IRETI) per la gestione dei medesimi.

Per quanto concerne la gara bandita da ATERSIR nel 2022 per l’affidamento del servizio idrico integrato per la Provincia di Piacenza, con Determinazione Dirigenziale n. 66 del 22 marzo 2024, ATERSIR ha aggiudicato a favore di IRETI la Procedura aperta per l’affidamento in concessione del Servizio Idrico Integrato per la Provincia di Piacenza con decorrenza dal 1° gennaio 2025. In considerazione di tale affidamento, sarà costituita la Società Operativa Territoriale Iren Acqua Piacenza S.r.l..

Area piemontese (Vercelli)

Il Gruppo gestisce, tramite ASM Vercelli, i servizi connessi al ciclo idrico integrato nell’ATO2 Piemonte “Biellese Vercellese, Casalese”. I servizi erogati dalla società, oltre alla città di Vercelli, si estendono anche a 14 Comuni della Provincia.

La gestione è scaduta il 31 dicembre 2023. L’Ente di Governo d’Ambito, ad oggi commissariato, ha avviato il procedimento per la scelta della nuova forma di gestione, che non si è ancora concluso. Nelle more, la gestione del servizio prosegue in regime di *prorogatio*.

Area siciliana (Enna)

Acquaenna gestisce il servizio idrico integrato nell’ATO 5 Sicilia, relativo alla Provincia di Enna con scadenza della concessione al 19 novembre 2034. IRETI, che già partecipava al capitale della società, nel maggio 2023 ha acquisito un’ulteriore quota che ha portato la propria partecipazione al 50,867%, consolidando la società.

La tabella che segue riepiloga dunque i dati relativi alle convenzioni in essere nei principali territori in cui opera il Gruppo:

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
<i>Area Genovese</i>	Convenzione ATO/gestore	16 aprile 2004/5 ottobre 2009	31 dicembre 2032
<i>Reggio Emilia</i>	Convenzione ATO/gestore	20 dicembre 2023	31 dicembre 2043
<i>Parma</i>	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	31 dicembre 2027
<i>Piacenza</i>	Convenzione ATO/gestore	20 dicembre 2004	31 dicembre 2011(*)
<i>Vercelli</i>	Convenzione ATO/gestore	13 marzo 2006	31 dicembre 2023 (**)
<i>La Spezia</i>	Convenzione ATO/gestore	20 ottobre 2006	31 dicembre 2033
<i>Enna</i>	Convenzione ATO/gestore	19 novembre 2004	19 novembre 2034

(*) In *prorogatio* – Avvio della nuova concessione a decorrere dal 1° gennaio 2025

(**) In *prorogatio*

Altre Aree territoriali

Il Gruppo Iren opera, inoltre, nel settore del Servizio Idrico Integrato in altre realtà del territorio italiano, in forza di affidamenti o concessioni rilasciate a società a capitale misto in cui partecipa direttamente o indirettamente. Di seguito se ne indicano le principali.

- ATO “Toscana Costa”: ASA (collegata, partecipata al 40% da IRETI) per il Comune di Livorno e altri 31 comuni;

- ATO3 “Marche Centro Macerata”: ASTEA (collegata, partecipata al 21,32% da Consorzio GPO a sua volta controllato al 62,35% da IRETI) limitatamente ai Comuni di Recanati, Loreto, Montecassiano, Osimo, Potenza Picena e Porto Recanati;
- ATO5 “Astigiano Monferrato”: ASP (collegata, partecipata da Nord Ovest Servizi al 45%, a sua volta partecipata da IRETI al 45% e da AMIAT al 30%) per il Comune di Asti;
- ATO6 “Alessandrino”: Gestione Acqua (controllata da ACOS, a sua volta collegata in quanto partecipata al 25% da IRETI) per il Comune di Novi Ligure e altri 69 comuni.

GESTIONE SERVIZI AMBIENTALI

Il Gruppo IREN presta i servizi ambientali sulla base di specifici affidamenti, fatti dai rispettivi Enti Locali e regolati dalle Convenzioni a suo tempo stipulate con le ATO provinciali. La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nei principali territori in cui opera il Gruppo:

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
<i>Reggio Emilia</i>	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2004	31 dicembre 2011(*)
<i>Parma</i>	Convenzione ATO/gestore	28 dicembre 2022	31 dicembre 2037
<i>Piacenza</i>	Convenzione ATO/gestore	28 dicembre 2022	31 dicembre 2037
<i>Torino (Comune)</i>	Convenzione ATO/gestore	21 dicembre 2012	30 aprile 2034(**)
<i>Torino (Consorzio area vasta)</i>	Convenzione ATO/gestore	27 novembre 2014	27 novembre 2029 (***)
<i>Vercelli (Comune)</i>	Convenzione Comune/gestore	22 gennaio 2003	31 dicembre 2028
<i>Consorzio COVeVaR (comuni vercellese)</i>	Contratto d'appalto con COVeVaR	1° gennaio 2022	A far tempo dal 1° gennaio 2030 prorogabile per ulteriori 12 mesi 31 dicembre 2028 (raccolta e spazzamento)
<i>ATO rifiuti provincia di La Spezia (Comune di La Spezia)</i>	Convenzione Comune/gestore	10 giugno 2005	30 gennaio 2043 (smaltimento rifiuti)
<i>ATO Toscana Sud</i>	Convenzione ATO/gestore	28 marzo 2013	27 marzo 2033
<i>ATO Toscana Costa - Comune di Lucca</i>	Contratto di servizio Comune /gestore (Sistema Ambiente, società partecipata al 36,5% da Iren Ambiente)	27 febbraio 2001	31 dicembre 2029
<i>Consorzio Bacino Rifiuti Astigiano (CBRA)</i>	Contratto di servizio Comune/gestore (ATI partecipata al 38% da San Germano)	22 marzo 2024	6 ottobre 2026 rinnovabile per ulteriori 12 + 6 mesi (tot. 18 mesi) (****)
<i>Consorzio ecologico cuneese</i>	Contratto d'appalto con San Germano	1° marzo 2024	28 febbraio 2031 (rinnovabile per ulteriori 2 anni + 1)

(*) Servizio in proroga ex lege fino a definizione di nuove convenzioni

(**) la durata è di 20 anni decorrenti dal termine dell'esercizio provvisorio dell'impianto di termovalorizzazione di TRM S.p.A. avvenuto il 31 agosto 2014

(***) il servizio viene svolto da SETA, partecipata al 48,65% da Iren Ambiente

(****) L'ambito territoriale oggetto dell'appalto è costituito da 114 Comuni aderenti al Consorzio Bacino Rifiuti Astigiano/ATO Astigiano (è escluso il Comune di Asti che, pur consorziato, è attualmente assoggettato ad autonoma regolamentazione contrattuale).

Il 28 dicembre 2022 la stazione appaltante Agenzia Territoriale dell'Emilia-Romagna per i Servizi Idrici e Rifiuti (ATERSIR) ha stipulato con Iren Ambiente i contratti per l'affidamento in concessione del servizio pubblico per la gestione dei rifiuti nei bacini territoriali di Parma e di Piacenza della durata di 15 anni, a partire dal primo gennaio 2023.

L'affidamento complessivo delle due concessioni – affidate a seguito di gare pubbliche - riguarda 89 comuni: 43 nel bacino territoriale di Parma e 46 in quello di Piacenza.

Dal 1° gennaio 2024 sono divenute operative le società di gestione denominate Iren Ambiente Piacenza e Iren Ambiente Parma, subentrate a Iren Ambiente per la conduzione del servizio di gestione dei rifiuti urbani rispettivamente nei bacini territoriali di Piacenza e di Parma.

ACAM Ambiente, controllata da Iren Ambiente ed attiva alla Spezia e Provincia, gestisce il servizio del ciclo integrato dei rifiuti in 32 Comuni appartenenti all'Ambito Ottimale del Levante (compreso il Comune di La Spezia).

Inoltre, Iren Ambiente detiene la quota di partecipazione del 36,5% al capitale sociale della società Sistema Ambiente, che gestisce per il Comune di Lucca i servizi di igiene urbana ed ambientale, compresa la raccolta rifiuti e lo smaltimento, in forza di contratto di servizio (non rinnovabile) con scadenza al 31 dicembre 2029.

La durata della concessione del Comune di Torino è di 20 anni decorrenti dal termine dell'esercizio provvisorio dell'impianto di termovalorizzazione di TRM, avvenuto il 31 agosto 2014.

Si segnala che SEI Toscana è titolare, in virtù di convenzione con l'ATO Toscana Sud, della gestione integrata dei rifiuti in 98 comuni delle province di Grosseto, Siena e Arezzo, con scadenza il 27 marzo 2033 e in sei comuni della provincia di Livorno (Piombino, San Vincenzo, Sassetta, Suvereto, Castagneto Carducci e Campiglia Marittima).

Per COVeVaR, il Consorzio Obbligatorio Comuni del Vercellese e della Valsesia per la gestione dei rifiuti urbani, che riguarda altri Comuni del Vercellese (eccetto Borgosesia), segnatamente i Comuni di Albano Vercellese, Alice Castello, Arborio, Balocco, Borgo D'Ale, Buronzo, Carisio, Casanova Elvo, Collobiano, Crova, Formigliana, Gattinara, Ghislarengo, Greggio, Lenta, Lozzolo, Moncrivello, Olcenengo, Oldenico, Quinto Vercellese, Roasio, Rovasenda, Salasco, San Germano Vercellese, San Giacomo Vercellese, Santhià, Tronzano Vercellese, Villarboit) si è aggiudicata la gara l'RTI composta da ASM Vercelli (60,01%, capogruppo), San Germano (20,78%) e RIMECO Soc. Coop. (19,21%), con validità di 8 anni dal 1° gennaio 2022 con possibilità di proroga di ulteriori 12 mesi.

SETA, nella quale Iren Ambiente detiene una partecipazione di minoranza (48,65%), gestisce il servizio di raccolta rifiuti in 31 Comuni dell'area torinese (Torrazza Piemonte, San Benigno Canavese, Brandizzo, Rivalba, Verolengo, Cavagnolo, Brozolo, Monteu Da Po, Castagneto Po, San Sebastiano Da Po, Lauriano, Brusasco, Verrua Savoia, San Mauro Torinese, Casalborgone, Borgaro Torinese, Castiglione Torinese, Montanaro, Gassino Torinese, Cinzano, San Raffaele Cimena, Sciolze, Volpiano, Rondissone, Mappano, Lombardore, Chivasso, Caselle Torinese, Leini, Foglizzo e Settimo Torinese). Si segnala altresì che a breve verrà ratificata la firma del nuovo Contratto di servizio (con scadenza immutata) redatto secondo lo schema previsto da ARERA.

San Germano svolge, in qualità di appaltatore, la propria attività principale di operatore della raccolta in più aree, fra le quali Sardegna, Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna. Si segnala, per rilevanza e dimensione, l'aggiudicazione dell'appalto indetto dal Consorzio Ecologico Cuneese per la gestione dei servizi di raccolta dei rifiuti urbani presso i 54 Comuni della provincia di Cuneo (compreso il capoluogo) per un totale di 163 mila abitanti. Il contratto è stato avviato da San Germano il 1° marzo 2024 e avrà una durata di 7 anni (salvo eventuali rinnovi o proroghe).

Infine, l'ATI composta da Asti Servizi Pubblici -ASP- (62%) e San Germano (38%), si è aggiudicata l'appalto per i servizi di igiene ambientale nei 114 Comuni della provincia di Asti, ovvero quelli che rientrano nel Consorzio del Bacino dei Rifiuti Astigiano, dove risiedono circa 135 mila persone (è escluso il Comune di Asti che, pur consorziato, è attualmente assoggettato ad autonoma regolamentazione contrattuale). L'affidamento, a seguito di procedura aperta che valutava l'offerta più vantaggiosa, con contratto siglato il 22 marzo 2024, ha decorrenza dal 7 ottobre 2024 con una durata di 2 anni, con possibilità di estensione di un altro anno e ulteriori 6 mesi. I servizi base riguardano, principalmente, la raccolta e il trasporto dei rifiuti

solidi urbani (frazioni di organico, carta, plastica e alluminio, vetro, indifferenziato, sfalci e potature e rifiuti ingombranti), oltre alla gestione dell'ecocentro di Nizza Monferrato. A tali servizi si aggiungono quelli opzionali attivabili su richiesta dei singoli Comuni.

Servizi al Comune di Torino

Iren Smart Solutions è parte delle seguenti convenzioni con il Comune di Torino per l'erogazione di servizi pubblici:

- Convenzione avente ad oggetto l'affidamento della gestione del servizio pubblico di illuminazione pubblica e semaforica, con scadenza 31 dicembre 2036;
- Convenzione, stipulata a seguito di proposta di *project financing* presentata dalla Società ex art. 183 comma 15 del d.lgs. 50/2016, per l'affidamento dei servizi di progettazione e realizzazione degli interventi di riqualificazione tecnologica ed edilizia, conduzione, manutenzione (ivi compresa la fornitura di vettori energetici) degli impianti termici, elettrici e speciali comunali, con durata di 27 anni dalla sottoscrizione del Verbale di presa in Carico degli Impianti (30 giugno 2049).

Servizi ad altri Comuni

Iren Smart Solutions gestisce il servizio pubblico di illuminazione pubblica, anche mediante interventi di efficientamento degli impianti, essendo parte di concessioni con i seguenti enti: Ener.Bit (consorzio che raggruppa una ventina di comuni nel biellese), Cuneo, Fidenza, Fiorenzuola, Rivergaro e Tizzano Val Parma. Inoltre, il Gruppo gestisce l'illuminazione pubblica a Vercelli (tramite ASM Vercelli) e Asti (tramite Asti Energia e Calore).

Servizio a Tutele Graduali energia elettrica

Asta Tutela Graduale per clienti domestici

L'asta, disciplinata dal Regolamento dell'Acquirente Unico inerente alle procedure concorsuali per l'assegnazione 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 (legge annuale per il mercato e la concorrenza) e della deliberazione ARERA 362/2023/R/eel e s.m.i., si è tenuta il 10 gennaio 2024 a turno unico in busta chiusa con *bidding* sulla componente PCV.

I 5 milioni di clienti elettrici non vulnerabili su tutto il territorio nazionale sono stati suddivisi in 26 lotti e Iren Mercato e Salerno Energia Vendite (SEV) hanno partecipato all'asta in RTI e si sono aggiudicate i due lotti di seguito indicati, per un totale di circa 300 mila POD, che saranno gestiti da SEV per il periodo dal 1° luglio 2024 al 31 marzo 2027:

- Area Sud 6: Brindisi, Matera, Potenza, Salerno e Taranto;
- Area Sud 7: Barletta-Andria-Trani, Campobasso, Cosenza, Foggia e Isernia.

Asta Tutela Graduale per clienti PMI

L'asta, disciplinata dal Regolamento dell'Acquirente Unico inerente alle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza) e della deliberazione ARERA 119/2024/R/eel e s.m.i., si è tenuta il giorno 23 maggio 2024 a turno unico in busta chiusa con *bidding* sullo spread.

Iren Mercato ha partecipato aggiudicandosi i 3 lotti di seguito indicati, per un totale di circa 38 mila POD, che saranno gestiti dalla stessa per il periodo dal 1° luglio 2024 al 31 marzo 2027:

- Lotto 1: Toscana e Calabria;
- Lotto 4: Emilia-Romagna e Piemonte;
- Lotto 7: Puglia, Abruzzo, Basilicata, Molise, Umbria e Sicilia.

PERSONALE

Al 30 giugno 2024 risultano in forza al Gruppo Iren 11.372 dipendenti, in aumento rispetto agli 11.004 dipendenti al 31 dicembre 2023, come risulta dalla seguente tabella, suddivisa fra Holding e Business Unit.

Società	Organico al 30.06.2024	Organico al 31.12.2023
Iren S.p.A.	1.151	1.142
IRETI e controllate	2.355	2.360
Iren Ambiente e controllate	5.922	5.573
Iren Energia e controllate	1.253	1.235
Iren Mercato e controllate	691	694
Totale	11.372	11.004

Le variazioni nella consistenza dell'organico rispetto al 31 dicembre 2023 sono principalmente riconducibili:

- all'avvio/conclusione di servizi svolti in appalto nell'ambito della BU Ambiente;
- alla prosecuzione del piano di ricambio generazionale, con un consistente numero di assunzioni dal mercato del lavoro;
- al consolidamento di Siena Ambiente da parte di Iren Ambiente Toscana avente efficacia dal 1° gennaio 2024, per complessive 100 risorse;
- alle acquisizioni di contratto dalla società IMPA S.p.A. in Iren Ambiente, a febbraio 2024, relative al ramo impianto Pallet Vercelli, per complessive 26 risorse.

Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato e Note Illustrative

al 30 giugno 2024

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

		migliaia di euro			
	Note	30.06.2024	di cui parti correlate	31.12.2023 Rideterminato	di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Immobili impianti e macchinari	(1)	4.475.923		4.460.852	
Investimenti immobiliari	(2)	2.003		2.031	
Attività immateriali a vita definita	(3)	3.234.004		3.140.359	
Avviamento	(4)	249.975		244.291	
Partecipazioni contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	194.244		212.798	
Altre partecipazioni	(6)	9.457		10.914	
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	(7)	280.828		232.384	
Crediti commerciali non correnti	(8)	29.238	27.141	29.416	27.003
Attività finanziarie non correnti	(9)	140.923	38.329	128.937	38.279
Altre attività non correnti	(10)	155.890	1.081	163.992	1.081
Attività per imposte anticipate	(11)	413.156		400.092	
Totale attività non correnti		9.185.641	66.551	9.026.066	66.363
Rimanenze	(12)	88.161		73.877	
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	(13)	31.057		29.830	
Crediti commerciali	(14)	1.170.356	119.416	1.288.107	80.346
Attività per imposte correnti	(15)	12.088		18.894	
Crediti vari e altre attività correnti	(16)	315.171	565	576.516	75
Attività finanziarie correnti	(17)	623.511	9.411	242.184	8.220
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(18)	569.096		436.134	
Attività possedute per la vendita	(19)	1.144		1.144	
Totale attività correnti		2.810.584	129.392	2.666.686	88.641
TOTALE ATTIVITA'		11.996.225	195.943	11.692.752	155.004

I dati comparativi del 31 dicembre 2023 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) della società Acquaenna Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

	Note	30.06.2024	di cui parti correlate	31.12.2023 Rideterminato	di cui parti correlate
migliaia di euro					
PATRIMONIO NETTO					
Patrimonio netto attribuibile agli azionisti					
Capitale sociale		1.300.931		1.300.931	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		1.364.984		1.250.525	
Risultato netto del periodo		145.178		254.753	
Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti della controllante		2.811.093		2.806.209	
Patrimonio netto attribuibile alle minoranze		444.630		438.085	
TOTALE PATRIMONIO NETTO (20)		3.255.723		3.244.294	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(21)	4.515.009		4.048.316	
Benefici ai dipendenti	(22)	83.711		87.329	
Fondi per rischi ed oneri	(23)	418.164		404.882	
Passività per imposte differite	(24)	140.898		130.532	
Debiti vari e altre passività non correnti	(25)	590.109	152	581.844	
Totale passività non correnti		5.747.891	152	5.252.903	-
Passività finanziarie correnti	(26)	892.921	7.404	735.693	14.988
Debiti commerciali	(27)	1.184.758	24.328	1.634.720	32.615
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	(28)	17.029		79.642	
Debiti vari e altre passività correnti	(29)	403.753	61	333.182	9
Debiti per imposte correnti	(30)	145.739		80.437	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(31)	348.411		331.881	
Passività correlate ad attività possedute per la vendita	(32)	-		-	
Totale passività correnti		2.992.611	31.793	3.195.555	47.612
TOTALE PASSIVITA'		8.740.502	31.945	8.448.458	47.612
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		11.996.225	31.945	11.692.752	47.612

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

	Note	Primo semestre 2024	di cui parti correlate	Primo semestre 2023 Rideterminato	di cui parti correlate
migliaia di euro					
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(33)	2.637.373	187.711	3.103.488	150.494
Altri proventi	(34)	60.237	3.131	110.899	6.520
Totale ricavi		2.697.610	190.842	3.214.387	157.014
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(35)	(909.191)	(919)	(1.535.930)	(998)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(36)	(813.218)	(17.080)	(756.658)	(28.231)
Oneri diversi di gestione	(37)	(48.048)	(5.305)	(51.446)	(4.670)
Costi per lavori interni capitalizzati	(38)	27.546		28.666	
Costo del personale	(39)	(318.944)		(292.561)	
Totale costi operativi		(2.061.855)	(23.304)	(2.607.929)	(33.899)
MARGINE OPERATIVO LORDO		635.755		606.458	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(40)	(319.865)		(287.054)	
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(41)	(34.224)		(35.819)	
Altri accantonamenti e svalutazioni	(41)	(1.053)		(35.516)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(355.142)		(358.389)	
RISULTATO OPERATIVO		280.613		248.069	
Gestione finanziaria	(42)				
Proventi finanziari		26.908	197	14.001	120
Oneri finanziari		(69.953)	(59)	(54.413)	(27)
Totale gestione finanziaria		(43.045)	138	(40.412)	93
Rettifica di valore di partecipazioni	(43)	(1.243)		5.079	
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	(44)	4.706		1.324	
Risultato prima delle imposte		241.031		214.060	
Imposte sul reddito	(45)	(73.579)		(55.856)	
Risultato netto delle attività in continuità		167.452		158.204	
Risultato netto da attività operative cessate	(46)	-		-	
Risultato netto del periodo		167.452		158.204	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti		145.178		142.979	
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	(47)	22.274		15.225	
Utile per azione ordinarie	(48)				
- base (euro)		0,11		0,11	
- diluito (euro)		0,11		0,11	

I dati comparativi del Primo Semestre 2023 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società Romeo 2, AMTER e Acquaenna. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

	migliaia di euro	
	Primo semestre 2024	Primo semestre 2023 Rideterminato
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)	167.452	158.204
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	16.094	24.529
- variazioni di fair value delle attività finanziarie	-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	(955)	2.756
- variazione della riserva di traduzione	665	(374)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(3.336)	(6.813)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)	12.468	20.098
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)	-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto relativi ai piani per dipendenti a benefici definiti (IAS 19)	-	-
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	-	-
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)	-	-
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)	179.920	178.302
attribuibile a:		
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	157.465	163.260
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	22.455	15.042

I dati comparativi del Primo Semestre 2023 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società Romeo 2, AMTER e Acquaenna. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2022	1.300.931	133.019	98.159
Operazioni con i soci			
Dividendi agli azionisti			
Utile non distribuito			12.934
Acquisto azioni proprie			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Totale operazioni con i soci	-	-	12.934
Conto economico complessivo rilevato nel periodo			
Utile netto del periodo			
Altre componenti di Conto Economico complessivo			
Totale conto economico complessivo rilevato nel periodo	-	-	-
30/06/2023 Rideterminato	1.300.931	133.019	111.093
31/12/2023 Rideterminato	1.300.931	133.019	111.093
Operazioni con i soci			
Dividendi agli azionisti			
Utile non distribuito			8.614
Acquisto azioni proprie			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Totale operazioni con i soci	-	-	8.614
Conto economico complessivo rilevato nel periodo			
Utile netto del periodo			
Altre componenti di Conto Economico complessivo			
Totale conto economico complessivo rilevato nel periodo	-	-	-
30/06/2024	1.300.931	133.019	119.707

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti	Patrimonio netto attribuibile alle minoranze	Totale Patrimonio netto
62.642	924.317	1.218.137	226.017	2.745.085	446.069	3.191.154
		-	(141.138)	(141.138)	(42.260)	(183.398)
	71.945	84.879	(84.879)	-	-	-
	-	-	-	-	-	-
	(1.402)	(1.402)	-	-	7.081	7.081
	(764)	(764)	-	(1.402)	534	(868)
-	69.779	82.713	(226.017)	(764)	(24)	(788)
			142.979	(143.304)	(34.669)	(177.973)
			142.979	142.979	15.225	158.204
20.655	(374)	20.281	142.979	20.281	(183)	20.098
20.655	(374)	20.281	142.979	163.260	15.042	178.302
83.297	993.722	1.321.131	142.979	2.765.041	426.442	3.191.483
12.758	993.655	1.250.525	254.753	2.806.209	438.085	3.244.294
			(152.429)	(152.429)	(26.255)	(178.684)
	93.710	102.324	(102.324)	-	-	-
	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	22.626	22.626
	1.570	1.570	-	1.570	(13.542)	(11.972)
	(1.722)	(1.722)	-	(1.722)	1.261	(461)
-	93.558	102.172	(254.753)	(152.581)	(15.910)	(168.491)
			145.178	145.178	22.274	167.452
11.622	665	12.287	145.178	12.287	181	12.468
11.622	665	12.287	145.178	157.465	22.455	179.920
24.380	1.087.878	1.364.984	145.178	2.811.093	444.630	3.255.723

I dati comparativi del 31 dicembre 2023 e al 30 giugno 2023 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società Romeo 2, AMTER e Acquaenna. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

RENDICONTO FINANZIARIO

migliaia di euro

	Primo semestre 2024	Primo semestre 2023 Rideterminato
A. Disponibilità liquide iniziali	436.134	788.402
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	167.452	158.204
Rettifiche per:		
Imposte del periodo	73.579	55.856
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(4.706)	(1.324)
Oneri (proventi) finanziari netti	43.045	40.412
Ammortamenti attività materiali e immateriali	319.865	287.054
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	1.000	(5.079)
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	34.224	35.819
Accantonamenti netti a fondi	85.682	168.892
(Plusvalenze) Minusvalenze	758	(611)
Erogazioni benefici ai dipendenti	(5.639)	(4.112)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(29.640)	(166.305)
Variazione altre attività non correnti	8.591	3.930
Variazione debiti vari e altre passività non correnti	4.849	4.952
Imposte pagate	-	-
Flussi finanziari per transazioni su mercati derivati commodities	(28.463)	(17.471)
Altre variazioni patrimoniali	94	(373)
Variazione rimanenze	(14.413)	65.551
Variazione attività derivanti da contratti con i clienti	(49.671)	(26.995)
Variazione crediti commerciali	89.441	312.348
Variazione crediti per imposte correnti e altre attività correnti	242.821	(62.337)
Variazione debiti commerciali	(459.438)	(866.359)
Variazione passività derivanti da contratti con i clienti	(62.613)	(17.757)
Variazione debiti per imposte correnti e altre passività correnti	66.739	68.367
B. Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa	483.557	32.662
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(345.018)	(355.794)
Investimenti in attività finanziarie	(178)	(426)
Realizzo investimenti	1.761	18.280
Acquisizione di società controllate al netto della cassa acquisita	9.352	(24.578)
Dividendi incassati	891	1.610
C. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di investimento	(333.192)	(360.908)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(37.323)	(176.300)
Acquisto quote di partecipazioni in imprese consolidate	-	(868)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	500.000	5.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(35.821)	(58.080)
Rimborso debiti finanziari per leasing	(8.025)	(8.509)
Variazione altri debiti finanziari	(18.529)	87.697
Variazione crediti finanziari	(372.700)	(65.791)
Interessi pagati	(52.111)	(35.212)
Interessi incassati	7.106	1.939
D. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di finanziamento	(17.403)	(250.124)
E. Flusso monetario del periodo (B+C+D)	132.962	(578.370)
F. Disponibilità liquide finali (A+E)	569.096	210.032

I dati comparativi del Primo Semestre 2023 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società Romeo 2, AMTER e Acquaenna. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

NOTE ILLUSTRATIVE

PREMESSA

Iren S.p.A., è una società di diritto italiano, multiutility quotata alla Borsa Italiana, nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENÌA. La Società ha sede in Italia, a Reggio Emilia in Via Nubi di Magellano 30. Nel corso del primo semestre del 2024 non risultano cambiamenti nella denominazione sociale.

Il Gruppo è strutturato secondo un modello che prevede una holding industriale e quattro società responsabili delle singole linee di business operanti nelle principali sedi operative a Genova, La Spezia, Parma, Piacenza, Reggio Emilia, Torino e Vercelli.

I settori di attività nei quali il Gruppo opera sono:

- Reti (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti distribuzione del gas, Servizio Idrico Integrato)
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti)
- Energia (Produzione Idroelettrica e da altre fonti rinnovabili, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di Teleriscaldamento, Produzione termoelettrica, Illuminazione Pubblica, Servizi global service, servizi di efficienza energetica)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore)
- Altri servizi (Laboratori, Telecomunicazioni ed altri minori).

Nell'apposito paragrafo XII, Informativa per settori di attività, sono presentate le informazioni richieste dall'IFRS 8.

Il bilancio semestrale abbreviato consolidato della società comprende i bilanci della Società e delle sue controllate (unitamente, il "Gruppo" e, singolarmente, le "entità del Gruppo") e la quota di partecipazione del Gruppo in società a controllo congiunto e in società collegate, valutate secondo il metodo del patrimonio netto. Si specifica che i prospetti contabili delle società consolidate integralmente sono redatti alla data di chiusura del semestre di riferimento.

I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO

La Relazione finanziaria semestrale del Gruppo Iren al 30 giugno 2024 è stata predisposta ai sensi dell'art. 154-ter, comma 2 del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 così come modificato dal Decreto Legislativo n. 195 del 6 novembre 2007.

Il bilancio semestrale abbreviato consolidato al 30 giugno 2024 è stato redatto nel rispetto dei Principi Contabili Internazionali (IFRS) emessi dall'International Accounting Standards Board e omologati dall'Unione Europea, nonché dei provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005. Per IFRS si intendono anche tutti i principi contabili internazionali rivisti (IAS), tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC), precedentemente denominato Standing Interpretations Committee (SIC). In particolare, tale bilancio semestrale abbreviato, essendo stato predisposto in accordo con lo IAS 34 - Bilanci intermedi, non comprende tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 e disponibile presso la sede sociale, la Borsa Italiana S.p.A. e sul sito Internet www.gruppoiren.it.

I principi contabili applicati nella predisposizione del bilancio semestrale abbreviato sono gli stessi adottati per la redazione del Bilancio dell'esercizio precedente, cui si rimanda per una loro trattazione, fatta eccezione per i principi e le interpretazioni adottati per la prima volta a partire dal 1° gennaio 2024 e illustrati nel successivo paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2024".

Il bilancio è redatto sulla base del principio del costo storico, fatta eccezione per alcuni strumenti finanziari valutati *al fair value* e per i corrispettivi potenziali derivanti da un'aggregazione aziendale (i.e opzioni put ad azionisti di minoranza) che sono valutati al fair value, nonché sul presupposto della continuità aziendale. Il Gruppo non ha rilevato particolari rischi connessi all'attività dell'impresa e/o le eventuali incertezze rilevate che potrebbero generare dubbi sulla continuità aziendale.

Il presente bilancio semestrale abbreviato consolidato è espresso in euro, moneta funzionale della società. Tutti gli importi espressi in euro sono stati arrotondati alle migliaia nel presente fascicolo di bilancio. In ragione dell'arrotondamento operato, si potrebbe verificare la casistica in cui le tabelle di dettaglio riportate nel presente documento rilevino una differenza nell'ordine di una unità di euro migliaia. Si ritiene che tale casistica non alteri l'attendibilità ed il valore informativo del presente bilancio.

Schemi di bilancio

Gli schemi di bilancio adottati dal Gruppo Iren per la redazione del presente bilancio sono gli stessi applicati nella predisposizione del bilancio chiuso al 31 dicembre 2023.

In linea con quanto precedentemente pubblicato, per la situazione patrimoniale-finanziaria la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente", con specifica separazione delle attività e passività cessate o destinate ad essere cedute. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei dodici mesi successivi alla chiusura del periodo. Il Conto Economico è classificato in base alla natura dei costi. In aggiunta al Risultato Operativo, il prospetto di Conto Economico evidenzia il totale intermedio del Margine Operativo Lordo ottenuto sottraendo al totale ricavi il totale dei costi operativi.

Il rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto. La configurazione di liquidità analizzata nel rendiconto finanziario include le disponibilità di cassa e di conto corrente bancario.

Pubblicazione del bilancio

La Relazione Finanziaria Semestrale è stata autorizzata alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. nella riunione del 29 luglio 2024.

Utilizzo di valori stimati e assunzioni da parte del management

La redazione del bilancio semestrale abbreviato consolidato comporta l'effettuazione di stime, scelte valutative e assunzioni che hanno effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività, anche potenziali, e sull'informativa presentata. Tali stime e assunzioni si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie, in particolare quando il valore delle attività e passività non risulta facilmente desumibile da fonti comparabili.

Le valutazioni significative della direzione aziendale nell'applicazione dei principi contabili del Gruppo e le principali fonti di incertezza delle stime sono invariate rispetto a quelle già illustrate nell'ultimo bilancio annuale.

Si segnala inoltre che taluni processi valutativi complessi quali la determinazione di eventuali perdite di valore di attività non correnti, sono generalmente effettuati in modo completo solo in redazione del bilancio annuale, allorquando sono disponibili tutte le informazioni eventualmente necessarie, salvo i casi in cui vi siano indicatori di *impairment* che richiedano un'immediata valutazione di eventuali perdite di valore.

Conformemente allo IAS 36, nel corso del primo semestre 2024 il Gruppo ha verificato l'inesistenza di *impairment trigger* specifici con particolare riferimento agli avviamenti. Inoltre, non sono emersi indicatori di *impairment* relativamente a partecipazioni e assets.

Analogamente, le valutazioni attuariali necessarie per la determinazione dei Fondi per i benefici ai dipendenti vengono normalmente elaborate in occasione della predisposizione del bilancio annuale.

Stagionalità

Il Gruppo Iren non opera in settori caratterizzati da stagionalità con riferimento ai mercati finali dei beni e servizi erogati. Si segnala comunque che i settori della vendita di gas, della produzione idroelettrica e della produzione e vendita di calore sono influenzati dall'andamento climatico e dalla ciclicità della stagione termica.

La vendita di energia elettrica e il ciclo dei rifiuti manifestano una maggior linearità nei risultati in ragione d'anno, seppur con un andamento legato alla situazione contingente. La linearità dei risultati è invece tipica dei business a rete regolati (distribuzione gas, distribuzione energia elettrica e Servizio Idrico Integrato).

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2024

A partire dal 1° gennaio 2024 risultano applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e modifiche ai principi contabili, emanati dallo IASB e recepiti dall'Unione Europea

Modifiche allo IFRS 16- Leases Lease Liability in a Sale and Leaseback

Emesso in data 22 settembre 2022, ha lo scopo di chiarire l'impatto che un'operazione di vendita o retrolocazione potrebbe avere su una passività finanziaria che prevede pagamenti variabili non correlati a indici o tassi.

Modifiche allo IAS 1 - Classificazione delle passività come correnti o non correnti e Passività non correnti con clausole

Emessi in data 23 gennaio 2020 e 31 ottobre 2022, forniscono chiarimenti in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti.

L'applicazione delle modifiche agli IFRS citati non ha comportato conseguenze o, in ogni caso, effetti significativi sulla situazione patrimoniale-finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.

II. PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Nell'area di consolidamento rientrano le società controllate, le società a controllo congiunto e le società collegate.

Società controllate

Sono considerate controllate le imprese in cui il Gruppo esercita il controllo, così come definito dall' IFRS 10 – *Bilancio consolidato*. Il controllo esiste quando la Capogruppo ha contemporaneamente:

- il potere decisionale sulla partecipata, ossia la capacità di dirigerne le attività rilevanti, cioè quelle attività che hanno un'influenza significativa sui risultati della stessa;
- il diritto a risultati (positivi o negativi) variabili rivenienti dalla sua partecipazione nell'entità;
- la capacità di utilizzare il proprio potere decisionale per determinare l'ammontare dei risultati rivenienti dalla sua partecipazione nell'entità.

I bilanci delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato a partire dalla data in cui si assume il controllo fino al momento in cui tale controllo cessa di esistere.

Le quote di patrimonio netto e del risultato attribuibili ai soci di minoranza sono indicate separatamente rispettivamente nello stato patrimoniale e nel conto economico consolidati.

Le società controllate sono consolidate con il metodo integrale, che prevede l'eliminazione delle operazioni infragruppo e di eventuali utili e perdite non realizzati.

Si evidenzia inoltre che: a) tutte le modifiche nella quota di interessenza che non costituiscono una perdita di controllo sono trattate come *equity transactions* e quindi hanno contropartita a patrimonio netto; b) quando una società controllante cede il controllo in una propria partecipata, ma continua comunque a detenere un'interessenza nella società, valuta la partecipazione mantenuta in bilancio al *fair value* ed imputa eventuali utili o perdite derivanti dalla perdita del controllo a conto economico.

Società a controllo congiunto

Sono società sulla cui attività il Gruppo ha un controllo congiunto, in virtù di accordi contrattuali. Il controllo congiunto, così come definito dall'IFRS 11 – *Accordi a controllo congiunto*, è la "condivisione su base contrattuale, del controllo di un accordo che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti".

In presenza di società miste pubblico-privato, data l'oggettiva possibilità da parte del socio pubblico di esercitare la propria influenza sulla società, oltre che attraverso gli accordi di *governance*, anche in virtù della propria natura di ente pubblico, la sussistenza del controllo congiunto viene valutata, oltre che con riferimento alla lettera degli accordi contrattuali, valutando l'effettiva possibilità da parte del socio privato di controllare congiuntamente le decisioni strategiche relative alla società partecipata.

Gli accordi a controllo congiunto si distinguono in 2 tipologie:

- una Joint Venture (JV) è un accordo nel quale le parti vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le Joint Ventures sono valutate con il metodo del patrimonio netto;

- una Joint Operation (JO) è un accordo in base al quale i soci non si limitano esclusivamente a partecipare al risultato netto della società, ma esercitano diritti sulle sue attività e hanno obbligazioni per le sue passività. In questo caso si procede al consolidamento integrale delle attività/ricavi su cui il socio esercita tali diritti e delle passività/costi di cui il socio si assume gli obblighi.

Società collegate (contabilizzate con il metodo del patrimonio netto)

Sono considerate collegate le società nelle quali il Gruppo esercita un'influenza notevole, ma non il controllo o il controllo congiunto, sulle politiche finanziarie ed operative. Il bilancio consolidato include la quota di pertinenza del Gruppo dei risultati delle collegate, contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, a partire dalla data in cui inizia l'influenza notevole fino al momento in cui tale influenza notevole cessa di esistere.

Le partecipazioni valutate al Patrimonio Netto sono contabilizzate per un importo pari alla corrispondente frazione del patrimonio netto risultante dall'ultimo bilancio disponibile, rettificato per tenere conto delle differenze tra prezzo pagato e patrimonio alla data di acquisto e per eventuali operazioni infragruppo, se significative.

Le quote di risultato d'esercizio derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto sono iscritte in conto economico nella linea "Risultato di collegate e joint ventures contabilizzate con il metodo del patrimonio netto", mentre la quota delle altre componenti di conto economico complessivo è iscritta nel prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo.

L'eccedenza del costo di acquisto rispetto alla percentuale spettante al Gruppo del valore corrente delle attività, passività attuali e potenziali identificabili della società collegata o della joint venture alla data di acquisizione è riconosciuto come avviamento, incluso nel valore della partecipazione e assoggettato a impairment test con le stesse modalità descritte nel paragrafo precedente.

Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere ad obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

I dividendi da partecipazioni sono contabilizzati nel momento in cui sorge il diritto all'incasso, che normalmente corrisponde alla delibera assembleare di distribuzione dei dividendi.

Aggregazioni aziendali

Il Gruppo contabilizza le aggregazioni aziendali applicando il metodo dell'acquisizione quando l'insieme di attività e beni acquisiti soddisfa la definizione di attività aziendale e il Gruppo ottiene il controllo. Nello stabilire se un determinato insieme di attività e beni rappresenta un'attività aziendale, il Gruppo valuta se detto insieme comprende, come minimo, un fattore di produzione e un processo sostanziale e se ha la capacità di creare produzione.

Il Gruppo ha la facoltà di effettuare un 'test di concentrazione' che consente di accertare con una procedura semplificata che l'insieme acquisito di attività e beni non è un'attività aziendale. Il test di concentrazione facoltativo è positivo se quasi tutto il fair value delle attività lorde acquisite è concentrato in un'unica attività identificabile o in un gruppo di attività identificabili aventi caratteristiche simili.

Il corrispettivo trasferito e le attività nette identificabili acquisite sono solitamente rilevati al fair value. Il valore contabile dell'eventuale avviamento viene sottoposto al test di impairment annualmente per identificare eventuali perdite per riduzioni di valore. Eventuali utili derivanti da un acquisto a prezzi favorevoli vengono rilevati immediatamente nel prospetto di Conto Economico alla voce Rettifica di valore di partecipazioni, mentre i costi correlati all'aggregazione, diversi da quelli relativi all'emissione di titoli di debito o di strumenti rappresentativi di capitale, sono rilevati come spese nell'utile/(perdita) dell'esercizio quando sostenuti.

Dal corrispettivo trasferito sono esclusi gli importi relativi alla risoluzione di un rapporto preesistente. Normalmente tali importi sono rilevati nell'utile/(perdita) dell'esercizio.

Il corrispettivo potenziale viene rilevato al fair value alla data di acquisizione. Se il corrispettivo potenziale che soddisfa la definizione di strumento finanziario viene classificato come patrimonio netto, non viene sottoposto a successiva valutazione e la futura estinzione è contabilizzata direttamente nel patrimonio netto. Gli altri corrispettivi potenziali sono valutati al fair value ad ogni data di chiusura dell'esercizio e le variazioni del fair value sono rilevate nell'utile/(perdita) dell'esercizio.

Nel caso in cui gli incentivi riconosciuti nel pagamento basato su azioni (incentivi sostitutivi) sono scambiati con incentivi posseduti da dipendenti dell'acquisita (incentivi dell'acquisita), il valore di tali incentivi sostitutivi dell'acquirente è interamente o parzialmente incluso nella valutazione del corrispettivo trasferito per

l'aggregazione aziendale. Tale valutazione prende in considerazione la differenza del valore di mercato degli incentivi sostitutivi rispetto a quello degli incentivi dell'acquisita e la proporzione di incentivi sostitutivi che si riferisce a prestazione di servizi precedenti all'aggregazione.

Perdita del controllo

In caso di perdita del controllo, il Gruppo elimina le attività e le passività della società controllata, le eventuali partecipazioni di terzi e le altre componenti di patrimonio netto relative alle società controllate. Qualsiasi utile o perdita derivante dalla perdita del controllo viene rilevato nell'utile/(perdita) dell'esercizio. Qualsiasi partecipazione mantenuta nella ex società controllata viene valutata al fair value alla data della perdita del controllo.

Transazioni eliminate nel processo di consolidamento

Nella predisposizione del bilancio consolidato sono eliminati tutti i saldi e le operazioni significative tra le società del Gruppo, così come gli utili e le perdite non realizzate su operazioni infragruppo. Gli utili e le perdite non realizzati generati su operazioni con imprese a controllo congiunto sono eliminati in funzione del valore della quota di partecipazione del Gruppo in tali imprese. Su tutte le rettifiche di consolidamento è valutato il relativo effetto fiscale.

III. AREA DI CONSOLIDAMENTO

L'area di consolidamento comprende le società nelle quali la Capogruppo esercita, direttamente o indirettamente, il controllo, le società a controllo congiunto e le società collegate.

Società Capogruppo:

Iren S.p.A.

Società consolidate con il metodo integrale

Sono consolidate integralmente le quattro società responsabili delle singole linee di business e le loro controllate dirette e indirette.

1) Iren Ambiente e le società da questa controllate:

- ACAM Ambiente
- AMIAT V e la controllata:
 - o AMIAT
- Bonifiche Servizi Ambientali
- Bonifica Autocisterne
- I.Blu
- Iren Ambiente Parma
- Iren Ambiente Piacenza
- Iren Ambiente Toscana e le controllate:
 - o Futura
 - o Scarlino Energia
 - o SEI Toscana e la controllata:
 - Ekovision
 - o Semia Green
 - o Siena Ambiente
 - o Valdarno Ambiente e le controllate:
 - CRCM
 - TB
- Manduriambiente
- ReCos
- ReMat
- Rigenera Materiali

- San Germano
- Territorio e Risorse
- TRM
- Uniproject

2) Iren Energia e le società da questa controllate:

- Asti Energia e Calore
- Dogliani Energia
- Iren Smart Solutions e la controllata:
 - o Alfa Solutions
- Maira e la controllata:
 - o Formaira
- Iren Green Generation e le controllate:
 - o Agrovoltaica
 - o Iren Green Generation Tech
 - o Limes 1
 - o Limes 2
 - o Limes 20
- Valle Dora Energia

3) Iren Mercato e le società da questa controllate:

- Alegas
- Atena Trading
- Salerno Energia Vendite

4) IRETI e le società da questa controllate:

- ACAM Acque
- Acquaenna
- Amter
- ASM Vercelli
- Consorzio GPO
- Iren Laboratori
- Iren Acqua Piacenza
- Iren Acqua Reggio
- Iren Acqua e la controllata:
 - o Iren Acqua Tigullio
- IRETI Gas
- Nord Ovest Servizi

La variazione area di consolidamento integrale per il primo semestre 2024 è dovuta all'acquisizione del controllo delle società Siena Ambiente e Agrovoltaica. Per maggiori dettagli su tali operazioni si rimanda al successivo capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

Inoltre nel corso del primo semestre sono state cedute le quote detenute nella società Valdisieve.

Nel corso del primo semestre 2024 hanno avuto efficacia alcune operazioni societarie che, pur non comportando variazioni dell'area di consolidamento, hanno determinato una modifica della struttura partecipativa del Gruppo:

- in data 1° gennaio 2024 ha avuto efficacia la fusione per incorporazione di Romeo 2 in IRETI Gas, di Lab 231 in Alfa Solutions e di Mara Solar, Omnia Power, WFL in Iren Green Generation Tech;
- in data 20 giugno 2024 è stata costituita la società Iren Acqua Piacenza.

Per il dettaglio delle società controllate, delle società a controllo congiunto e delle società collegate si rinvia agli elenchi inclusi tra gli Allegati.

IV. AGGREGAZIONI AZIENDALI

AGGREGAZIONI AZIENDALI AVVENUTE NEL PRIMO SEMESTRE 2024

Aggregazioni aziendali contabilizzate in maniera provvisoria

L'aggregazione aziendale effettuata dal Gruppo nel corso del primo semestre 2024 ha riguardato l'acquisizione del controllo delle società Siena Ambiente.

Siena Ambiente

In data 31 ottobre 2023, sono stati sottoscritti dei Patti Parasociali tra Iren Ambiente Toscana S.p.A. la Provincia di Siena e i comuni senesi relativi alla governance della società Siena Ambiente S.p.A. Detti Patti Parasociali, in forza delle modifiche statutarie, approvate dall'assemblea dei soci in sede straordinaria tenutasi in data 31 ottobre 2023 ed aventi efficacia con decorrenza 1° gennaio 2024, consentono al Gruppo Iren di esercitare il controllo della società a partire dalla medesima data. Rimane invariata la partecipazione già detenuta da Iren Ambiente Toscana S.p.A. in Siena Ambiente S.p.A. pari al 40%.

La società gestisce un impianto di selezione e valorizzazione dei rifiuti urbani, due impianti di compostaggio, un termovalorizzatore e una discarica per un totale di rifiuti trattati di circa 200 mila tonnellate annue.

Nel periodo di 6 mesi chiuso al 30 giugno 2024, la controllata ha generato ricavi pari a 16.025 migliaia di euro e un utile di 1.646 migliaia di euro.

Per tale acquisizione, nelle more della definizione della *Purchase Price Allocation (PPA)* da completarsi ai sensi dell'IFRS 3, il differenziale positivo fra il fair value dell'interessenza detenuta prima dell'acquisizione del controllo e il fair value provvisorio, alla data di ottenimento del controllo, delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte è stato allocato ad avviamento. Tale avviamento provvisorio non è fiscalmente deducibile.

Nella tabella seguente viene riportato il fair value provvisorio delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte e l'avviamento provvisorio.

	Sienambiente
Corrispettivo trasferito	
Fair Value dell'interessenza detenuta prima dell'acquisizione del controllo	20.766
Fair value del corrispettivo trasferito alla data di acquisizione	20.766
Fair value provvisorio delle attività nette identificabili	
Attività materiali	39.032
Attività immateriali a vita definita	39.942
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	1.052
Attività finanziarie non correnti	60
Altre attività non correnti	489
Attività per imposte anticipate	655
Rimanenze	160
Crediti commerciali	11.713
Crediti vari e altre attività correnti	2.014
Attività finanziarie correnti	3.207
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	12.880
Patrimonio Netto attribuibile agli azionisti (variazione interessenze in società controllate)	(1.679)
Passività finanziarie non correnti	(9.477)
Benefici ai dipendenti	(239)
Fondi per rischi ed oneri	(16.019)
Passività per imposte differite	(2.534)
Debiti vari e altre passività non correnti	(3.416)
Passività finanziarie correnti	(29.228)
Debiti commerciali	(19.602)
Debiti vari e altre passività correnti	(3.832)
Debiti per imposte correnti	(404)
Totale fair value delle attività nette identificabili	24.774
Interessenze delle minoranze nelle attività nette identificabili	(9.692)
Avviamento provvisorio	5.684

I crediti commerciali comprendono importi contrattuali lordi per 11.883 migliaia di euro, di cui 170 migliaia di euro ritenuti inesigibili alla data di acquisizione.

Se le nuove informazioni ottenute nell'arco di un anno dalla data di acquisizione relative a fatti e circostanze in essere alla data di acquisizione porteranno a rettifiche agli importi indicati o a qualsiasi ulteriore fondo in essere alla data di acquisizione, la contabilizzazione dell'acquisizione sarà rivista.

ALTRE VARIAZIONI DI AREA DI CONSOLIDAMENTO DEL PRIMO SEMESTRE 2024

Nel corso del primo semestre 2024 il Gruppo ha acquisito il controllo delle società Agrolvoltaica.

Tale acquisizione non presenta le caratteristiche per essere definite attività aziendali, di conseguenza è esclusa dal campo di applicazione dell'IFRS 3 – *Business Combinations*.

Alla data di acquisizione la società risulta infatti essere sostanzialmente detentrica dell'autorizzazione a costruire un impianto fotovoltaico a Rovigo. Di conseguenza tale operazione rappresenta un'acquisizione di singole attività/passività.

Il corrispettivo trasferito ammonta a 4.793 migliaia di euro, il valore contabile delle singole attività/passività acquisite ammonta a 2.458 migliaia di euro e il valore degli asset a cui è stato attribuito il differenziale di prezzo è pari a 2.361 migliaia di euro.

Il surplus del corrispettivo trasferito rappresenta il valore dell'autorizzazione di cui la società veicolo acquisita è titolare (3.288 migliaia di euro), al netto dell'effetto fiscale (927 migliaia di euro).

CONTABILIZZAZIONE DEFINITIVA DELLE AGGREGAZIONI AZIENDALI AVVENUTE NELL'ESERCIZIO 2023 CONTABILIZZATE IN MANIERA PROVVISORIA AL 31 DICEMBRE 2023

Acquaenna

Il 31 maggio 2023 IRETI, attraverso l'acquisito dal socio COGEN di una quota del 2,367% del capitale sociale, ha perfezionato l'acquisizione del controllo della società Acquaenna, di cui deteneva già il 48,5%, portando la quota di partecipazione al 50,867%. Il corrispettivo complessivamente trasferito ammonta a 8.338 migliaia di euro.

Acquaenna, gestisce il servizio idrico in tutti i comuni della Provincia di Enna dal 2004 a seguito dell'aggiudicazione di una procedura di gara che ha garantito l'affidamento del servizio alla compagine societaria allo scopo costituita, fino al 2034. Con riferimento a tali territori, la società serve complessivamente circa 177 mila abitanti.

Nel periodo di 7 mesi chiuso al 31 dicembre 2023, la controllata ha generato ricavi pari a 37.103 migliaia di euro e un utile di 458 migliaia di euro. La direzione aziendale ritiene che, se l'acquisizione fosse avvenuta il 1° gennaio 2023, l'impatto sui ricavi consolidati sarebbe ammontato a 53.562 migliaia di euro e sul risultato consolidato dell'esercizio sarebbe stato pari a una perdita di 1.672 migliaia di euro. Nel calcolare i suddetti importi, la direzione aziendale ha ipotizzato che le rettifiche di fair value alla data di acquisizione, determinate in via provvisoria, sarebbero state le stesse anche se l'acquisizione fosse avvenuta il 1° gennaio 2023.

Nella tabella seguente viene riportato il valore delle attività acquisite e delle passività assunte identificabili.

	Fair value provvisorio	FV Adjustment	Iscrizione diritti d'uso	Fair value definitivo
				migliaia di euro
Attività materiali	455			455
Attività immateriali a vita definita	65.108	8.566	1.340	75.014
Altre attività non correnti	10			10
Rimanenze	510			510
Crediti commerciali	35.284			35.284
Crediti vari e altre attività correnti	5.123			5.123
Attività finanziarie correnti	1.316			1.316
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.518			2.518
Passività finanziarie non correnti	(22.237)		(1.340)	(23.577)
Benefici ai dipendenti	(1.295)			(1.295)
Fondi per rischi ed oneri	(895)			(895)
Passività per imposte differite	(335)	(2.416)		(2.751)
Debiti vari e altre passività non correnti	(41.335)			(41.335)
Passività finanziarie correnti	(11.968)			(11.968)
Debiti commerciali	(14.649)			(14.649)
Debiti vari e altre passività correnti	(8.121)			(8.121)
Debiti per imposte correnti	(189)			(189)
Totale attività identificabili nette	9.300	6.150	-	15.450

I crediti commerciali comprendono importi contrattuali lordi per 39.550 migliaia di euro, di cui 4.266 migliaia di euro ritenuti inesigibili alla data di acquisizione.

Dall'analisi svolta ai fini dell'allocazione del prezzo di acquisto della società è stato rettificato il valore degli assets dell'infrastruttura del servizio idrico integrato per 8.566 migliaia di euro al fine di adeguarlo alla Regulatory Asset Base (RAB). La RAB rappresenta il valore degli assets ai fini regolatori, calcolato sulla base delle regole definite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) al fine della determinazione dei ricavi di riferimento per i business regolati. In particolare, il valore della RAB è determinato partendo dal costo storico di acquisizione o di realizzazione dei beni al momento della loro prima utilizzazione, al netto di eventuali rivalutazioni economiche e monetarie eventualmente intercorse, rivalutandolo sulla base degli indici di deflazione stabiliti dall'ARERA e pubblicati con cadenza biennale in occasione dell'aggiornamento del Metodo Tariffario Idrico. I beni sono ammortizzati sulla base della vita utile regolatoria di ciascuna categoria di immobilizzazione definita nel sopraccitato metodo.

L'avviamento derivante dall'acquisizione è stato rilevato come illustrato nella tabella segue.

	migliaia di euro
Disponibilità liquide	579
Fair value dell'interessenza detenuta prima dell'acquisizione del controllo	4.510
Rideterminazione delle interessenze al fair value contabilizzata a Conto Economico	3.249
Fair value delle attività nette identificabili	15.450
Interessenze delle minoranze nelle attività nette identificabili	(7.591)
Avviamento	479

L'avviamento derivante dall'acquisizione si riferisce principalmente allo sviluppo del business sul territorio siciliano e alle sinergie che si prevede di ottenere dall'integrazione della società acquisita nel settore del Servizio Idrico Integrato. L'avviamento rilevato in bilancio non sarà deducibile ai fini dell'imposta sui redditi.

ReMat

In data 13 giugno 2023 Iren Ambiente S.p.A. ha perfezionato l'acquisizione, in parte tramite aumento di capitale e in parte tramite acquisto quote, della maggioranza del capitale sociale di ReMat S.r.l., start up attiva nella filiera del recupero del poliuretano espanso (in particolare da materassi, imbottiture dei sedili e arredi), di cui Iren Ambiente S.p.A. possedeva già una quota di minoranza pari al 9,09%. Il nuovo assetto societario vede Iren Ambiente possedere una quota pari al 88,43% del capitale sociale di ReMat con un corrispettivo complessivamente trasferito pari a 2.189 migliaia di euro.

Al 31 dicembre 2023 l'aggregazione aziendale era stata contabilizzata in maniera provvisoria iscrivendo attività nette per 437 migliaia di euro e avviamento per 1.752 migliaia di euro.

Nel corso del primo semestre 2024 è stato determinato in maniera definitiva il fair value delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte relative all'acquisizione del controllo di ReMat e i valori contabilizzati in maniera provvisoria nel bilancio 2023 non sono stati modificati.

RIDETERMINAZIONE DEI VALORI AL 30 GIUGNO 2023

Il Gruppo ha acquisito nel corso del primo semestre 2023 il controllo delle società Romeo 2, Amter e Acquaenna. Per tali acquisizioni il fair value definitivo delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte è stato determinato nel corso del quarto trimestre dell'esercizio 2023 e del primo semestre 2024, riflettendo la migliore conoscenza nel frattempo maturata. Nel bilancio consolidato al 30 giugno 2023 erano dunque state iscritte in modo provvisorio, come consentito dall'IFRS 3.

In base a quanto disposto dal principio, l'aggiornamento del fair value è avvenuto con effetto a partire dalla data di acquisizione e, pertanto, tutte le variazioni sono state effettuate sulla situazione patrimoniale della società acquisita a tale data. I saldi risultanti nel bilancio consolidato al 30 giugno 2023 sono stati rideterminati per tenere conto dei nuovi valori. Di seguito si riportano le variazioni intervenute con riferimento ai saldi economici ed alla rappresentazione dei flussi finanziari del primo semestre 2023.

Conto Economico

	Primo semestre 2023 Pubblicato	Effetto contabilizzazione IFRS 3			Primo semestre 2023 Rideterminato
		Romeo 2	Amter	Acquaenna	
migliaia di euro					
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	3.103.488				3.103.488
Altri proventi	110.899				110.899
Totale ricavi	3.214.387	-		-	3.214.387
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.535.930)				(1.535.930)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(756.658)				(756.658)
Oneri diversi di gestione	(51.446)				(51.446)
Costi per lavori interni capitalizzati	28.666				28.666
Costo del personale	(292.561)				(292.561)
Totale costi operativi	(2.607.929)	-		-	(2.607.929)
MARGINE OPERATIVO LORDO	606.458	-		-	606.458
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(286.848)	(155)	(15)	(36)	(287.054)
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(35.819)				(35.819)
Altri accantonamenti e svalutazioni	(35.516)				(35.516)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(358.183)	(155)	(15)	(36)	(358.389)
RISULTATO OPERATIVO	248.275	(155)	(15)	(36)	248.069
Gestione finanziaria					
Proventi finanziari	14.001				14.001
Oneri finanziari	(54.413)				(54.413)
Totale gestione finanziaria	(40.412)	-	-	-	(40.412)
Rettifica di valore di partecipazioni	4.110		184	785	5.079
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	1.993		116	(785)	1.324
Risultato prima delle imposte	213.966	(155)	285	(36)	214.060
Imposte sul reddito	(55.914)	45	3	10	(55.856)
Risultato netto delle attività in continuità	158.052	(110)	288	(26)	158.204
Risultato netto da attività operative cessate	-				-
Risultato netto del periodo	158.052	(110)	288	(26)	158.204
attribuibile a:					
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	142.932	(110)	170	(13)	142.979
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	15.120	-	118	(13)	15.225
Utile per azione ordinarie					
- base (euro)	0,11	-	-	-	0,11
- diluito (euro)	0,11	-	-	-	0,11

Rendiconto Finanziario

migliaia di euro

	Primo semestre 2023 Pubblicato	Effetto contabilizzazione IFRS 3			Primo semestre 2023 Rideterminato
		Romeo 2	Amter	Acquaenna	
A. Disponibilità liquide iniziali	788.402				788.402
Flusso finanziario generato dall'attività operativa					
Risultato del periodo	158.052	(110)	288	(26)	158.204
Rettifiche per:					
Imposte del periodo	55.914	(45)	(3)	(10)	55.856
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(1.993)	-	(116)	785	(1.324)
Oneri (proventi) finanziari netti	40.412				40.412
Ammortamenti attività materiali e immateriali	286.848	155	15	36	287.054
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	(4.110)	-	(184)	(785)	(5.079)
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	35.819				35.819
Accantonamenti netti a fondi	168.892				168.892
(Plusvalenze) Minusvalenze	(611)				(611)
Erogazioni benefici ai dipendenti	(4.112)				(4.112)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(166.305)				(166.305)
Variazione altre attività non correnti	3.930				3.930
Variazione debiti vari e altre passività non correnti	4.952				4.952
Imposte pagate	-				-
Flussi finanziari per transazioni su mercati derivati commodities	(17.471)				(17.471)
Altre variazioni patrimoniali	(373)				(373)
Variazione rimanenze	65.551				65.551
Variazione attività derivanti da contratti con i clienti	(26.995)				(26.995)
Variazione crediti commerciali	312.348				312.348
Variazione crediti per imposte correnti e altre attività correnti	(62.337)				(62.337)
Variazione debiti commerciali	(866.359)				(866.359)
Variazione passività derivanti da contratti con i clienti	(17.757)				(17.757)
Variazione debiti per imposte correnti e altre passività correnti	68.367				68.367
B. Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa	32.662	-	-	-	32.662
Flusso finanziario da (per) attività di investimento					
Investimenti in attività materiali e immateriali	(355.794)				(355.794)
Investimenti in attività finanziarie	(426)				(426)
Realizzo investimenti	18.280				18.280
Acquisizione di società controllate al netto della cassa acquisita	(24.578)				(24.578)
Dividendi incassati	1.610				1.610
C. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di investimento	(360.908)	-	-	-	(360.908)
Flusso finanziario da attività di finanziamento					
Erogazione di dividendi	(176.300)				(176.300)
Acquisto quote di partecipazioni in imprese consolidate	(868)				(868)

Nuovi finanziamenti a lungo termine	5.000				5.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(58.080)				(58.080)
Rimborso debiti finanziari per leasing	(8.509)				(8.509)
Variazione altri debiti finanziari	87.697				87.697
Variazione crediti finanziari	(65.791)				(65.791)
Interessi pagati	(35.212)				(35.212)
Interessi incassati	1.939				1.939
D. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di finanziamento	(250.124)	-	-	-	(250.124)
E. Flusso monetario del periodo (B+C+D)	(578.370)	-	-	-	(578.370)
F. Disponibilità liquide finali (A+E)	210.032	-	-	-	210.032

V. GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI DEL GRUPPO

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione e controllo dei rischi derivanti da strumenti finanziari (rischio di liquidità, rischio di cambio, rischio tassi di interesse, rischio di credito) e del rischio prezzo *commodity*, legato alla volatilità dei prezzi delle *commodity* energetiche.

1. RISCHI FINANZIARI

L'attività del Gruppo Iren è esposta a diverse tipologie di rischi finanziari tra le quali, rischi di liquidità, rischio cambio e rischi di variazione nei tassi di interesse. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare i rischi di cambio e di variazione dei tassi di interesse, il Gruppo utilizza contratti di copertura seguendo un'ottica non speculativa.

a) *Rischio di liquidità*

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e nelle scadenze prestabilite. L'attività di approvvigionamento delle risorse finanziarie è centralizzata allo scopo di ottimizzarne l'utilizzo. In particolare, la gestione centralizzata dei flussi finanziari in Iren consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti infragruppo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragruppo. Alcune società partecipate hanno una gestione finanziaria autonoma, nel rispetto delle linee guida fornite dalla Capogruppo.

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari e non si evidenziano criticità per la copertura degli impegni finanziari di breve termine. Al termine del periodo gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono nulli.

Inoltre, valutata di volta in volta la convenienza e l'opportunità nell'ambito delle attività di ottimizzazione delle risorse finanziarie disponibili, il Gruppo pone in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali e crediti di natura fiscale, beneficiando dell'anticipo di liquidità da esse derivante.

In tale contesto, a sostegno del profilo di liquidità del Gruppo e del livello di rating, oltre alle disponibilità liquide correnti, Iren dispone di complessivi 695 milioni di euro, comprensivi di linee di finanziamento a medio lungo termine sottoscritte e disponibili ma non utilizzate (495 milioni di euro) e delle linee di credito *committed* di tipo *Sustainability-Linked revolving credit facility (RCF)*, sottoscritte a dicembre 2023 con Unicredit e BPER (200 milioni di euro).

I flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle passività finanziarie verso finanziatori e le condizioni contrattuali dei finanziamenti in essere risultano sostanzialmente invariati rispetto a quanto riportato nelle Note Illustrative al Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2023 nel paragrafo "a) Rischio di liquidità" del capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo". Analogamente, per quanto concerne le passività relative all'applicazione dell'IFRS 16 in tema di *leases*, i flussi finanziari previsti evidenziati nella situazione al 31 dicembre 2023 rimangono fondamentalmente inalterati traslando l'analisi alla data del presente documento, poste le variazioni derivanti dal consolidamento di nuove entità.

I flussi finanziari previsti per l'estinzione delle altre passività finanziarie, diverse da quelle verso finanziatori e quelle relative all'applicazione dell'IFRS 16 in tema di *leases*, non si discostano significativamente dal valore contabile riportato in bilancio.

Tra i fattori che definiscono la rischiosità percepita dal mercato, il merito creditizio, assegnato a Iren dalle agenzie di rating, riveste un ruolo determinante poiché influenza la sua possibilità di accedere alle fonti di finanziamento e le relative condizioni economiche. Un sostanziale peggioramento di tale merito creditizio potrebbe costituire una limitazione all'accesso al mercato dei capitali e/o un incremento del costo delle fonti di finanziamento, con possibili effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Come dettagliato nel capitolo "Gestione Finanziaria" della Relazione sulla Gestione, il Gruppo Iren detiene il rating "BBB" con Outlook "Stable" per il merito di credito a lungo termine con l'agenzia Standard & Poor's Global Ratings (S&P), confermato il 23 luglio 2024 a valle dell'aggiornamento del piano industriale al 2030 e il rating "BBB" con Outlook "Stable" per il merito di credito a lungo termine con l'agenzia Fitch Ratings, con conferma del

giudizio “BBB” e revisione dell’Outlook a “Stable” in data 26 luglio 2024, a valle dell’aggiornamento del piano industriale al 2030.

Attraverso i rapporti che Iren intrattiene con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato. Il dettaglio delle attività svolte in tale ambito e delle singole operazioni è riportato al capitolo “Gestione Finanziaria” della Relazione sulla Gestione.

L’indebitamento finanziario da finanziamenti al termine del periodo è costituito al 30% da prestiti e al 70% da obbligazioni; si evidenzia inoltre che:

- il 79% del debito totale è finanziato da fondi di tipo *sustainable*, coerenti con il *Sustainable Finance Framework* di Iren, come i Green Bond e i prestiti il cui tasso di interesse è legato (*linked*) a Key Performance Indicators di natura ESG – si veda in merito anche la Nota 21 “Passività finanziarie non correnti” delle presenti Note Illustrative;
- il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 70% a tasso fisso e per il 30% a tasso variabile.

In merito al rischio di liquidità che potenzialmente deriva dalle clausole contrattuali che legittimano le controparti a ritirare il finanziamento al verificarsi di determinati eventi (rischio *default* e *covenants*), si segnala che le clausole inserite nei contratti di finanziamento che fanno capo a Iren sono rispettate; in particolare per alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di Iren è previsto l’impegno a rispettare indici finanziari (*covenants* finanziari quali Debito/EBITDA, EBITDA/Oneri finanziari), con verifica annuale. Sono inoltre previsti altri impegni quali la clausola di *Change of Control*, che prevede il mantenimento del controllo del Gruppo Iren da parte degli azionisti pubblici in modo diretto o indiretto, clausole di *Negative Pledges*, per effetto delle quali la società si impegna a non costituire garanzie reali oltre un limite specificato, e la clausola *Pari Passu* che riserva alle banche finanziatrici un trattamento paritario rispetto a quello spettante agli altri creditori non garantiti. Anche alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di società che contribuiscono all’Indebitamento Finanziario Netto del Gruppo, in particolare il contratto di *Project Finance* in capo a TRM, prevedono il rispetto di indici finanziari che risultano soddisfatti.

b) Rischio cambio

Fatta eccezione per quanto riportato nell’ambito del rischio energetico, il Gruppo IREN non è particolarmente esposto al rischio di cambio.

c) Rischio tassi di interesse

Il Gruppo Iren è esposto alle fluttuazioni dei tassi d’interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all’indebitamento. La strategia del Gruppo Iren è quella di limitare l’esposizione al rischio di volatilità del tasso di interesse, mantenendo al contempo un costo della provvista contenuto.

Con un’ottica non speculativa, i rischi connessi alla crescita dei tassi di interesse vengono monitorati e, se ritenuto opportuno, ridotti o eliminati stipulando con controparti finanziarie di elevato *standing* creditizio, appositi contratti (*swap* e *collar*) che perseguono esclusivamente finalità di copertura. Al termine del periodo tutti i contratti stipulati soddisfano il requisito di limitare l’esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse e soddisfano altresì i requisiti formali per l’applicazione *dell’hedging accounting*.

Il *fair value* dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 30 giugno 2024 riguarda la posizione della Capogruppo (positiva per 34.581 migliaia di euro), di TRM (negativa per 6.886 migliaia di euro) e di Sienambiente (positiva per 1.222 migliaia di euro).

I contratti di copertura stipulati, congiuntamente con i finanziamenti a tasso fisso, permettono di coprire dal rischio di crescita dei tassi di interesse l’89% dell’indebitamento finanziario da finanziamenti, in linea con l’obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un’adeguata protezione da significativi rialzi del tasso di interesse.

Al fine di consentire una completa comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse a cui è soggetto il Gruppo, annualmente, al 31 dicembre, viene condotta un’analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse.

2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo è legato essenzialmente all’ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all’erogazione dei servizi energetici, idrici ed ambientali. I

crediti sono suddivisi su un ampio numero di controparti, appartenenti a categorie di clienti eterogenee (clientela retail, business, enti pubblici); alcune esposizioni risultano di ammontare elevato e sono costantemente monitorate.

Le unità di Credit Management del Gruppo Iren dedicate al recupero crediti sono responsabili di questa attività.

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano non essere onorati alla scadenza con conseguente aumento dell'anzianità e dell'insolubilità sino all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali o inesigibili. Tale rischio risente ancora, tra gli altri fattori, anche della situazione economico-finanziaria congiunturale che nel corso del 2022 ha comportato un aumento dei prezzi per i clienti finali di gas, luce e teleriscaldamento particolarmente significativo. Per limitare l'esposizione al rischio di credito, sono usati strumenti, tra i quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata valutazione del merito creditizio, l'affidamento dei crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e l'introduzione di nuove modalità di recupero per la gestione del contenzioso legale. Inoltre, sono offerti ai Clienti numerosi metodi di pagamento attraverso canali anche digitali e proposti piani di pagamento opportunamente monitorati.

La politica di gestione dei crediti e gli strumenti di valutazione del merito creditizio, nonché le attività di monitoraggio e recupero, sono gestite tramite processi automatizzati e integrati con gli applicativi aziendali e differenziate in relazione alle diverse tipologie di clientela e di servizio erogato.

Il rischio di credito è coperto, per alcune tipologie di Clienti business, con opportune forme di garanzie bancarie o assicurative a prima richiesta emesse da soggetti di primario standing creditizio e con l'assicurazione crediti per il segmento di clientela reseller.

Per alcune tipologie di servizio (settore idrico, gas naturale, energia elettrica maggior tutela), in ottemperanza alle disposizioni normative che ne regolano l'attività, è previsto il versamento di un deposito cauzionale fruttifero, che viene rimborsato qualora il Cliente utilizzi, come modalità di pagamento, la domiciliazione bancaria/postale con addebito sul conto corrente.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti o in linea con gli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento, è prevista l'applicazione di interessi di mora nella misura indicata nei contratti o dalla normativa.

Il controllo sui rischi di credito è inoltre rafforzato dalle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure. Inoltre, su base trimestrale, viene prodotta una reportistica contenente l'evoluzione dei crediti commerciali delle società del Gruppo, in termini di tipologia della clientela, stato del contratto, filiera di business e fascia di *ageing*. La valutazione del rischio credito è effettuata sia a livello consolidato sia a livello di Business Unit e società. Alcune delle suddette valutazioni sono effettuate a intervalli inferiori al trimestre o su specifica esigenza.

Con riferimento ai Crediti Commerciali e alla loro ripartizione per Business Unit e fascia di *ageing* si rinvia al contenuto della Nota 14 "Crediti Commerciali" del capitolo IX. "Informazioni sulla situazione patrimoniale – finanziaria".

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata e nel rispetto della normativa vigente (applicata la metodologia IFRS 9), i rischi di credito effettivi e sono determinati basandosi sull'estrazione dalle banche dati degli importi componenti il credito e, in generale, valutando le eventuali variazioni del predetto rischio rispetto alla rilevazione iniziale nonché, in particolare per i crediti commerciali, stimando le relative perdite attese determinate su base prospettica, tenendo in debita considerazione la serie storica.

In merito, si riporta un dettaglio per voce di bilancio della stima delle perdite attese rilevate nel periodo.

	migliaia di euro
Crediti commerciali	33.961
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti e Altre attività correnti	263
Totale - a CE nella voce Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	34.224
Attività finanziarie non correnti	20
Totale - a CE nella voce Oneri finanziari	20
Totale	34.244

Sempre con riferimento ai “Crediti Commerciali”, nella relativa Nota delle Informazioni sulla situazione patrimoniale-finanziaria l’apposito Fondo Svalutazione viene esposto per settore, con evidenza delle percentuali di perdita medie per fascia di *ageing*.

Infine, in relazione alla concentrazione del credito si segnalano i rapporti tra le controllate Iren Smart Solutions e AMIAT ed il Comune di Torino. Per maggiori dettagli si rimanda in particolare alla Nota di commento “Attività finanziarie non correnti” delle Informazioni sulla situazione patrimoniale-finanziaria.

3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo Iren è esposto al rischio prezzo, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, quote di emissione CO₂, ecc., dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette commodity direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione. Al momento non è presente l’esposizione rischio cambio, tipica delle commodity di derivazione petrolifera, grazie allo sviluppo dei mercati organizzati europei che trattano la commodity gas in valuta Euro e non più indicizzata ai prodotti petroliferi.

Il Gruppo dispone di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati sui mercati regolamentati (es. European Energy Exchange – EEX) e sui mercati Over The Counter (OTC) interessati da scambi bilaterali. Il processo di controllo del rischio di commodity consente di limitare l’impatto sui margini delle variazioni impreviste dei prezzi di mercato e, al contempo, garantisce un adeguato margine di flessibilità che consente di cogliere opportunità nel breve termine.

In tale contesto, la politica del Gruppo è infatti orientata ad una strategia di gestione attiva delle posizioni per stabilizzare il margine cogliendo le opportunità offerte dai mercati; essa si realizza sia mediante l’allineamento delle indicizzazioni delle commodity in acquisto e in vendita, sia attraverso lo sfruttamento verticale e orizzontale delle varie filiere di business, sia operando sui mercati finanziari.

A tal fine viene eseguita un’attività di pianificazione della produzione per gli impianti del Gruppo, degli acquisti e delle vendite di energia e di gas naturale, sia in relazione ai volumi che alle formule di prezzo. L’obiettivo è ottenere una sufficiente stabilità dei margini attraverso una politica di acquisti e vendite indicizzate che realizzi un elevato grado di copertura naturale, con un adeguato ricorso ai mercati a termine e spot.

In relazione all’energia venduta, il Gruppo può ricorrere alla stipula di contratti a prezzo fisso, attraverso accordi bilaterali fisici (es. Power Purchase Agreement -PPA-, ecc.) o a contratti finanziari (es. contratti per differenza, Virtual Power Purchase Agreement -VPP-, ecc.).

Oltre alla normale attività con contratti fisici, a copertura del portafoglio energetico, risultano in essere operazioni di derivato:

- Over the Counter (OTC) su commodity (*Commodity swap* su indici TTF, PSV, PFOR e PUN) per complessivi 7,4 TWh. Il Fair Value di tali strumenti al 30 giugno 2024 è complessivamente negativo per 5.556 migliaia di euro (a seconda delle differenti posizioni, di cui 32.937 migliaia di euro di Fair Value positivo e 38.493 migliaia di euro di Fair Value negativo);
- sulla piattaforma regolamentata European Energy Exchange - EEX, su PUN per un nozionale netto complessivo pari a 2,5 TWh. Il Fair Value di tali strumenti (il c.d. “Variation Margin”) al 30 giugno 2024 è complessivamente positivo per 1.445 migliaia di euro, con regolazione giornaliera su apposito conto corrente: in bilancio tali strumenti non sono infatti appositamente valorizzati in quanto già espressi in termini di “maggiori/minori” disponibilità liquide.

Nel mese di marzo sono state eseguite operazioni c.d. “Block Deals” per un volume pari a 150 MW (120 MW in scadenza entro 31 dicembre 2024 e 30 MW in scadenza il 31 dicembre 2025) finalizzate a neutralizzare la posizione su EEX, con contemporanea riapertura della posizione OTC. Tale strategia ha consentito, nella prospettiva di contenere il rischio liquidità ed a fronte di fees contenute, di eliminare l’Initial Margin e di “congelare” il Variation Margin alla data di esecuzione per le operazioni EEX neutralizzate.

Inoltre, nell’ambito dell’Emission Trading Scheme, il Gruppo Iren acquista titoli Emission Unit Allowance (EUA) per far fronte agli obblighi derivanti dalle emissioni CO₂ causate dalla produzione di energia elettrica e calore. Gli acquisti di titoli EUA avvengono sia Spot (con pagamento e consegna fisica immediati) sia a termine tramite Future/Forward (con pagamento e consegna fisica differiti); inoltre, possono essere conclusi sia sul mercato OTC (contratti bilaterali con controparti terze), sia direttamente sul mercato regolamentato EEX. Il fabbisogno interno annuo da coprire si attesta a circa 2,9-3 milioni di quote/Tonnellate di CO₂.

Al 30 giugno 2024 risultano in essere operazioni Future/Forward:

- Over the Counter (OTC) per complessive 2,9 mln di Tonnellate. Il Fair Value di tali strumenti è complessivamente negativo per 55.883 migliaia di euro;
- sulla piattaforma regolamentata European Energy Exchange - EEX per un nozionale netto complessivo pari a 2 milioni di Tonnellate. Il Fair Value di tali strumenti è complessivamente negativo per 5.931 migliaia di euro, con regolazione giornaliera su apposito conto corrente: in bilancio tali strumenti non sono appositamente valorizzati in quanto già espressi in termini di "maggiori/minori" disponibilità liquide.

CONTABILIZZAZIONE STRUMENTI DERIVATI

Gli strumenti finanziari derivati sono valutati al fair value, determinato sulla base dei valori di mercato o, qualora non disponibili, secondo una tecnica di valutazione interna.

Ai fini della contabilizzazione degli strumenti derivati, all'interno di tali operazioni è necessario distinguere tra operazioni che rispettano tutti i requisiti richiesti dall' IFRS 9 per essere contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting e operazioni che non rispettano tutti i suddetti requisiti.

Operazioni contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting

Tali operazioni possono includere:

- operazioni di fair value hedge: il derivato e lo strumento coperto sono iscritti nello stato patrimoniale al fair value e la variazione dei rispettivi fair value è contabilizzata direttamente a conto economico;
- operazioni di cash flow hedge: il derivato è iscritto in bilancio al fair value con contropartita una specifica riserva di patrimonio netto per la componente efficace della copertura e il conto economico per la componente inefficace; al momento della manifestazione dello strumento coperto l'importo sospeso a patrimonio netto viene riversato a conto economico.

La classificazione a conto economico del riversamento dell'importo sospeso a patrimonio netto e della componente inefficace avviene in accordo con la natura dello strumento sottostante; nel caso di strumenti derivati su commodity tale importo viene contabilizzato nel margine operativo lordo, mentre nel caso di copertura del rischio di tasso nei proventi ed oneri finanziari.

Operazioni non contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting

Il derivato è iscritto nello stato patrimoniale al fair value. La variazione del fair value del derivato e la componente realizzata sono iscritte a conto economico secondo la seguente classificazione:

- nel caso di strumenti derivati su commodity per i quali esiste una relazione con una componente di costo o ricavo, nel margine operativo lordo; in particolare la componente realizzata è contabilizzata a rettifica della componente di costo o ricavo cui si riferisce;
- nel caso di copertura del rischio di tasso, nei proventi ed oneri finanziari.

Infine, nel caso di strumenti derivati per i quali non esiste più una relazione con una componente di costo o ricavo, la variazione del fair value del derivato è iscritta nei proventi e oneri finanziari, in quanto vengono considerati strumenti con caratteristiche prettamente finanziarie e non aventi le caratteristiche per gestire le esposizioni derivanti da rischi particolari che potrebbero incidere sul risultato dell'esercizio.

In merito alla valutazione del derivato tra le partite patrimoniali finanziarie si segnala che il fair value del derivato è iscritto tra i debiti / crediti finanziari a lungo termine se il relativo sottostante è una posta di medio / lungo termine, viceversa è iscritto tra i debiti / crediti finanziari a breve termine se il sottostante si estingue entro il periodo di riferimento. Nel caso di strumenti derivati per i quali non esiste una relazione con una componente di costo o ricavo, il fair value del derivato è iscritto tra i debiti / crediti finanziari a lungo termine per la quota in scadenza oltre i dodici mesi dalla data di riferimento del bilancio, mentre è iscritto tra i debiti / crediti finanziari a breve termine per la quota in scadenza entro i dodici mesi dalla data di riferimento del bilancio.

FAIR VALUE

Nella seguente tabella sono esposti, per ogni attività e passività finanziaria:

- il valore contabile, comprensivo della modalità di contabilizzazione;
- il fair value, comprensivo del Livello nella relativa scala gerarchica.

In merito, i diversi livelli sono definiti come illustrato di seguito:

- Livello 1: prezzi quotati (non rettificati) su mercati attivi per attività o passività identiche;
- Livello 2: dati di input diversi dai prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o la passività, sia direttamente (come nel caso dei prezzi), sia indirettamente (ovvero derivati dai prezzi);
- Livello 3: dati di input relativi all'attività o alla passività che non sono basati su dati di mercato osservabili (dati non osservabili).

Mutui e obbligazioni

Il fair value dei mutui, di livello 2, viene determinato in misura pari alla sommatoria dei flussi finanziari futuri attesi connessi all'attività o passività comprensivi della relativa componente di onere o provento finanziario, attualizzati con riferimento alla data di chiusura del bilancio. Tale valore attuale è stato determinato applicando la curva dei tassi *forward* alla data di chiusura del periodo.

Per quanto riguarda i titoli obbligazionari il relativo fair value (di livello 1) deriva dalla quotazione espressa sui mercati regolamentati della Borsa Irlandese (Euronext Dublin) e sul mercato ExtraMOT Pro di Borsa Italiana.

Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)

Tutti gli strumenti finanziari di copertura del Gruppo hanno fair value classificabile di livello 2, dunque misurato sulla base di tecniche di valutazione che prendono a riferimento parametri osservabili sul mercato (es. tassi di interesse, prezzi commodities), diversi dalle quotazioni dello strumento finanziario, o comunque che non richiedono un significativo aggiustamento basato su dati non osservabili sul mercato. Il loro fair value è pari al valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati. In particolare:

- per quanto riguarda gli strumenti finanziari di copertura del rischio tasso, le stime dei flussi finanziari futuri a tasso variabile si basano sui tassi swap quotati, prezzi dei future e tassi interbancari, dai quali si ottiene anche la curva di rendimento utilizzata per l'attualizzazione dei flussi finanziari stimati. Il fair value così ottenuto è soggetto a rettifica Credit Risk Adjusted (CRA) per incorporare il rischio di credito del Gruppo e della controparte, con parametri di calcolo (probabilità di default e percentuale di perdita in caso di default) valorizzati come da *best market practice*;
- per quanto riguarda gli strumenti finanziari di copertura del rischio commodity, le stime dei flussi finanziari futuri variabili si basano sulle quotazioni dei prezzi dell'energia elettrica, del gas e dei titoli EUA estratte dalle principali piattaforme di mercato. I flussi finanziari sono attualizzati e rettificati per la componente rischio di credito, analogamente agli strumenti di copertura del rischio tasso.

Put Options

Le passività finanziarie per put options riguardano la valutazione al fair value delle opzioni di vendita attribuite ai soci di minoranza di I.Blu, Nord Ovest Servizi e ReMat.

Con riferimento a I. Blu e Nord Ovest Servizi, il loro valore nominale, contrattualmente definito tra le parti e attualizzato per tenere conto della componente temporale rispetto alla data di esercizio, costituisce l'input direttamente osservabile per la valutazione del fair value di livello 2.

Per quanto riguarda ReMat, il valore dell'opzione di vendita, anch'esso oggetto di attualizzazione, è calcolato secondo i termini contrattuali in base alla miglior stima della redditività attesa della società in un determinato lasso temporale: il relativo fair value è dunque gerarchicamente iscrivibile al livello 3.

Si segnala infine che non ci sono stati trasferimenti tra i diversi Livelli della scala gerarchica del fair value e che sono escluse le informazioni sul fair value delle attività e passività finanziarie non valutate al fair value quando il loro valore contabile è ragionevolmente rappresentativo del fair value stesso.

Nelle tabelle seguenti, non vengono rappresentate le attività e le passività relative a derivati stipulati sul mercato EEX (utilizzati per le coperture in Cash Flow Hedge), che presentano una regolazione giornaliera del loro fair value su un apposito conto corrente: in bilancio non sono appositamente valorizzate in quanto già espresse in "maggiori/minori" disponibilità liquide.

Al fine di fornire un'informativa quanto più possibile esaustiva è stato esposto anche il valore comparativo relativo al precedente esercizio.

migliaia di euro

30.06.2024	Valore contabile				TOTALE
	Fair Value strumenti di copertura	Fair Value Through Profit & Loss	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	
Attività finanziarie valutate al fair value					
Contratti derivati di copertura (tasso)	41.010				41.010
Contratti derivati di copertura (commodities)	32.937				32.937
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana		21.599			21.599
Altre partecipazioni		9.457			9.457
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	73.947	31.056	-	-	105.003
Attività finanziarie non valutate al fair value					
Crediti commerciali			1.199.594		1.199.594
Crediti finanziari			668.888		668.888
Altri crediti e altre attività (*)			428.274		428.274
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti			569.096		569.096
Totale Attività finanziarie non valutate al fair value	-	-	2.865.852	-	2.865.852
Passività finanziarie valutate al fair value					
Contratti derivati di copertura (tasso)	(12.092)				(12.092)
Contratti derivati di copertura (commodities)	(94.376)				(94.376)
Put options		(7.350)			(7.350)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	(106.468)	(7.350)	-	-	(113.818)
Passività finanziarie non valutate al fair value					
Obbligazioni			(3.520.439)		(3.520.439)
Mutui			(1.500.185)		(1.500.185)
Altri debiti finanziari (**)			(209.141)		(209.141)
Debiti commerciali			(1.184.758)		(1.184.758)
Debiti vari e altre passività (*)			(432.954)		(432.954)
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	-	-	-	(6.847.477)	(6.847.477)
TOTALE	(32.521)	23.706	2.865.852	(6.847.477)	(3.990.440)

(*) Sono esclusi i risconti attivi e passivi

(**) Sono esclusi i debiti per lease rilevati secondo quanto previsto dall'IFRS 16

migliaia di euro

30.06.2024	Fair value			TOTALE
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	
Attività finanziarie valutate al fair value				
Contratti derivati di copertura (tasso)		41.010		41.010
Contratti derivati di copertura (commodities)		32.937		32.937
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana			21.599	21.599
Altre partecipazioni				-
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	-	73.947	21.599	95.546
Attività finanziarie non valutate al fair value				
Crediti commerciali				-
Crediti finanziari				-
Altri crediti e altre attività (*)				-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti				-
Totale Attività finanziarie non valutate al fair value	-	-	-	-
Passività finanziarie valutate al fair value				
Contratti derivati di copertura (tasso)		(12.092)		(12.092)
Contratti derivati di copertura (commodities)		(94.376)		(94.376)
Put options		(6.856)	(494)	(7.350)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	-	(113.324)	(494)	(113.818)
Passività finanziarie non valutate al fair value				
Obbligazioni	(3.277.085)			(3.277.085)
Mutui		(1.501.817)		(1.501.817)
Altri debiti finanziari (**)				-
Debiti commerciali				-
Debiti vari e altre passività (*)				-
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	(3.277.085)	(1.501.817)	-	(4.778.902)
TOTALE	(3.277.085)	(1.541.194)	21.105	(4.797.174)

La quota non corrente delle "Attività finanziarie valutate al fair value" accoglie al Livello 3 il credito relativo alla quota variabile del prezzo di cessione di OLT Offshore LNG Toscana, pari a 21.599 migliaia di euro al 30 giugno 2024, il cui fair value è determinato in base all'applicazione della formula di prezzo prevista contrattualmente, tenuto conto della redditività attesa della società e del tasso di attualizzazione desunto dal bilancio d'esercizio della stessa. In merito, viene riportata una sensitivity sul fair value di tale posta, esprimendo la variazione dello stesso all'aumento/diminuzione di un punto percentuale della redditività attesa e del tasso di attualizzazione.

	migliaia di euro	
	+1%	-1%
Redditività (flussi)	944	(944)
Tasso di attualizzazione	(781)	822

Non viene riportato il livello del fair value delle "Altre partecipazioni" (che fanno riferimento ad imprese non quotate in mercati regolamentati) in quanto il relativo costo di iscrizione ne rappresenta una ragionevole approssimazione.

migliaia di euro

31.12.2023	Valore contabile				TOTALE
	Fair Value strumenti di copertura	Fair Value Through Profit & Loss	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	
Attività finanziarie valutate al fair value					
Contratti derivati di copertura (tasso)	30.611				30.611
Contratti derivati di copertura (commodities)	39.039				39.039
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana		21.599			21.599
Altre partecipazioni		10.914			10.914
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	69.650	32.513	-	-	102.163
Attività finanziarie non valutate al fair value					
Crediti commerciali			1.317.523		1.317.523
Crediti finanziari			279.872		279.872
Altri crediti e altre attività (*)			683.249		683.249
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti			436.134		436.134
Totale Attività finanziarie non valutate al fair value	-	-	2.716.778	-	2.716.778
Passività finanziarie valutate al fair value					
Contratti derivati di copertura (tasso)	(32.891)				(32.891)
Contratti derivati di copertura (commodities)	(82.674)				(82.674)
Put options		(8.315)			(8.315)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	(115.565)	(8.315)	-	-	(123.880)
Passività finanziarie non valutate al fair value					
Obbligazioni			(3.021.690)		(3.021.690)
Mutui			(1.507.288)		(1.507.288)
Altri debiti finanziari (**)			(70.109)		(70.109)
Debiti commerciali			(1.634.720)		(1.634.720)
Debiti vari e altre passività (*)			(364.170)		(364.170)
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	-	-	-	(6.597.977)	(6.597.977)
TOTALE	(45.915)	24.198	2.716.778	(6.597.977)	(3.902.916)

(*) Sono esclusi i risconti attivi e passivi

(**) Sono esclusi i debiti per lease rilevati secondo quanto previsto dall'IFRS 16

migliaia di euro

Fair value

31.12.2023	Livello 1	Livello 2	Livello 3	TOTALE
Attività finanziarie valutate al fair value				
Contratti derivati di copertura (tasso)		30.611		30.611
Contratti derivati di copertura (commodities)		39.039		39.039
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana			21.599	21.599
Altre partecipazioni				-
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	-	69.650	21.599	91.249
Attività finanziarie non valutate al fair value				
Crediti commerciali				-
Crediti finanziari				-
Altri crediti e altre attività (*)				-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti				-
Totale Attività finanziarie non valutate al fair value	-	-	-	-
Passività finanziarie valutate al fair value				
Contratti derivati di copertura (tasso)		(32.891)		(32.891)
Contratti derivati di copertura (commodities)		(82.674)		(82.674)
Put options		(7.238)	(1.077)	(8.315)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	-	(122.803)	(1.077)	(123.880)
Passività finanziarie non valutate al fair value				
Obbligazioni	(2.769.706)			(2.769.706)
Mutui		(1.514.000)		(1.514.000)
Altri debiti finanziari (**)				-
Debiti commerciali				-
Debiti vari e altre passività (*)				-
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	(2.769.706)	(1.514.000)	-	(4.283.706)
TOTALE	(2.769.706)	(1.567.153)	20.522	(4.316.337)

VI. INFORMATIVA SUI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Come indicato nella Relazione sulla Gestione si forniscono di seguito le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate.

Rapporti con i Comuni Soci-parti correlate

Si evidenziano, per le società controllate del Gruppo, i principali rapporti direttamente intrattenuti con i Comuni Soci che sono stati qualificati quali parti correlate (Comune di Torino, Comune di Reggio Emilia, Comune di Parma, Comune di Piacenza e Comune di Genova), nel cui territorio il Gruppo stesso opera.

Il Gruppo, attraverso Iren Smart Solutions, gestisce servizi affidati dal Comune di Torino quali i servizi di illuminazione pubblica e semaforici, di gestione degli impianti termici ed elettrici degli edifici sedi di uffici amministrativi o adibiti a servizi alla collettività. Le prestazioni svolte da Iren Smart Solutions sono regolate da specifici contratti pluriennali. In tale contesto, nel 2022 è stato stipulato tra il Comune di Torino e Iren Smart Solutions un accordo per la riqualificazione impiantistica e edilizia finalizzata all'efficientamento energetico di 800 immobili del Comune di Torino, che si aggiunge agli interventi effettuati nel corso degli ultimi anni, riguardanti gli impianti cittadini di pubblica illuminazione e gli impianti termici di numerosi edifici di proprietà comunale.

Al riguardo si evidenzia che trova applicazione un contratto di conto corrente oneroso tra la Città di Torino e Iren Smart Solutions per la gestione dei crediti scaduti relativi alle attività di cui sopra.

Il Gruppo, attraverso Iren Mercato fornisce calore da teleriscaldamento ai comuni di Parma, Piacenza e Torino a condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante.

Iren Acqua e IRETI forniscono servizi idrici rispettivamente al Comune di Genova e ai Comuni di Parma e Piacenza, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela.

Iren Ambiente, Iren Ambiente Parma e Iren Ambiente Piacenza si occupano, nei confronti rispettivamente dei Comuni di Reggio Emilia, Parma e Piacenza, della fornitura del servizio di raccolta e smaltimento rifiuti urbani in base alle condizioni previste negli affidamenti in essere.

Sempre nell'ambito del settore, per il Comune di Torino i servizi di igiene ambientale, di sgombero neve e di gestione post operativa della discarica di "Basse di Stura" sono svolti da AMIAT in accordo al Contratto di servizio in essere. Al riguardo si evidenzia che trova applicazione un contratto di conto corrente oneroso tra la Città e la stessa AMIAT per la gestione dei crediti scaduti relativi alle attività di cui sopra.

Rapporti con società collegate

Fra i principali rapporti intrattenuti dal Gruppo con le società ad esso collegate, si segnalano:

- le prestazioni di gestione operativa del Servizio Idrico Integrato della Provincia di Reggio Emilia fornite da Iren Acqua Reggio ad ARCA, titolare della relativa concessione;
- la vendita di energia elettrica e gas ad Asti Servizi Pubblici e di gas a GAIA;
- i servizi di raccolta e smaltimento rifiuti, anche speciali, a favore di GAIA, SETA e CSAI, operanti nell'ambito del settore dei servizi ambientali;
- i servizi forniti a CSAI riguardanti la manutenzione full service e la conduzione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas da discarica;
- il conferimento di rifiuti negli impianti di GAIA, Barricalla e CSAI e l'acquisto di frazioni differenziate da GAIA e SETA per l'avvio al trattamento;
- le prestazioni manutentive a ASA S.c.p.a. e il conferimento di rifiuti presso la discarica della stessa.

Rapporti con altre parti correlate

In base alla Procedura OPC, sono state qualificate come parti correlate le società controllate, direttamente o indirettamente, da uno dei seguenti Comuni: Parma, Piacenza, Reggio Emilia, Torino e Genova.

I rapporti con tali società sono prevalentemente di natura commerciale e attinenti a servizi forniti alla generalità della clientela e riguardano gas, energia elettrica, acqua e, in particolare, teleriscaldamento.

Inoltre, il Gruppo fornisce servizi di trattamento rifiuti ad AMIU, controllata dal Comune di Genova, e servizi di smaltimento rifiuti a SMAT, controllata dal Comune di Torino (quest'ultima anche fornitrice, per alcune società del Gruppo, di servizi attinenti al servizio idrico).

Si segnala infine che, al fine di erogare il servizio idrico integrato nelle province di Parma e Piacenza e nella provincia di Reggio Emilia, rispettivamente IRETI e Iren Acqua Reggio, a fronte della corresponsione di un canone annuo, utilizzano gli *asset* di proprietà delle società Parma Infrastrutture, Piacenza Infrastrutture e AGAC Infrastrutture, controllate dai Comuni di riferimento.

Le informazioni quantitative relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nel capitolo "XIII. Allegati al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato", che si considera parte integrante delle presenti note.

Da ultimo e per ciò che concerne gli Amministratori e i Sindaci di Iren, fatta salva la corresponsione degli emolumenti previsti per lo svolgimento di cariche negli organi amministrativi o di controllo della Capogruppo ovvero delle altre società del Gruppo, si segnala che non risultano rapporti di natura economica/patrimoniale/finanziaria tra gli stessi e il Gruppo medesimo.

Sono soggette alle previsioni di cui alla Procedura OPC anche le operazioni che si sostanziano nell'assegnazione di remunerazioni e benefici economici, sotto qualsiasi forma, ai componenti degli organi di amministrazione e controllo di IREN nonché ai Dirigenti con Responsabilità Strategiche del Gruppo.

Informativa ex art. 5.8 e 5.9 Regolamento Consob

Nel corso del primo semestre 2024 è intervenuta una sola operazione con parti correlate di "*maggiore rilevanza*", rientrante nel novero di quelle cui si riferiscono gli art. 5.8 e 5.9 del Regolamento Consob, tra la società Ringenera Materiali ("Ri.Ma"), controllata indirettamente da IREN, e AMIU Genova ("AMIU"), società in *house providing* del Comune di Genova ("Operazione").

L'operazione ha come oggetto la modifica, mediante un apposito atto integrativo ("Atto Integrativo"), della convenzione stipulata tra le parti ("Convezione"), in data 30 dicembre 2019, avente ad oggetto la concessione per la progettazione, costruzione, gestione ed esercizio dell'impianto di trattamento meccanico-biologico (TMB) a servizio dell'area genovese presso il polo impiantistico di Scarpino ("Impianto"). Più nel dettaglio, l'Atto Integrativo, con i relativi allegati tecnici, prevede la realizzazione dell'Impianto sulla base di una soluzione alternativa – di semplificazione dimensionale, strutturale e operativa – rispetto a quella posta a base della Convenzione, mediate una riprofilatura dello stesso con costi e tempi di realizzazione inferiori a quelli originariamente previsti.

L'Operazione, come già riferito, è stata ricondotta tra quelle di "*maggiore rilevanza*" posto che il relativo controvalore – calcolato nei termini di cui all'art. 5.2, lett. (a), della Procedura OPC, che riprende i contenuti dell'art. 3, comma 1.1, del Regolamento Consob – è risultato superiore alla soglia (del 5%) prevista dalla stessa disposizione della Procedura OPC. Alla luce di tale qualificazione "*oggettiva*", l'Operazione è stata sottoposta al relativo *iter* istruttorio e approvativo, da ultimo dal Consiglio di Amministrazione di Iren e dall'Amministratore Unico di Ri.Ma., sulla base dell'analisi che ha visto coinvolti, per i profili di rispettiva competenza, sia il Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità ("CCRS") sia il Comitato per le Operazioni con Parti Correlate ("COPC") di Iren, che, lo si anticipa, hanno reso entrambi parere favorevole.

Nel dettaglio, tale *iter* si è articolato come di seguito descritto:

- nella riunione del 18 gennaio 2024, il COPC – previo positivo accertamento dei requisiti di "*indipendenza*" e "*non correlazione*" (ai sensi dell'art. 7, comma 3, della Procedura OPC, che, sul punto, riprende quanto richiesto dall'art. 8, comma 1, let. b), del Regolamento Consob) in capo a tutte le sue componenti con riguardo all'Operazione – ha avviato l'istruttoria di propria spettanza, sulla base della documentazione e delle informazioni rese da parte delle competenti Strutture aziendali, supportate dall'*advisors* legale che, per l'iniziativa di cui si tratta, ha assistito la Società;
- nella riunione del 25 gennaio 2024, il COPC – sulla base della documentazione e delle informazioni ricevute sino a quella data, anche in aggiornamento rispetto a quelle vagliate nella precedente seduta – ha espresso parere favorevole propedeutico all'Operazione, ai sensi dell'art. 10, lett. (d), della Procedura OPC, sull'interesse per il Gruppo (e, nella specie, per Ri.Ma) al compimento dell'Operazione stessa nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni. Tali determinazioni, si aggiunge, hanno fatto seguito al parere positivo espresso, per i profili di competenza, dal CCRS in data 24 gennaio 2024;

- in data 30 gennaio 2024, il Consiglio di Amministrazione di Iren – tenuto conto, tra l’altro, dei pareri positivi del CCRS e del COPC di cui si è teste detto – ha approvato il testo dell’Atto Integrativo, adottando gli ulteriori provvedimenti di competenza affinché fosse dato corso, da parte di Ri.Ma, all’Operazione;
- in data 28 febbraio 2024, il COPC ha ricevuto un’informativa, da parte delle competenti Strutture aziendali, in merito ad alcune modifiche, di natura “non sostanziale”, apportate, a fronte delle ulteriori trattative intervenute tra le parti, all’Atto Integrativo, unitamente a una nota del citato *advisor* legale, il quale, pur a fronte di tali modifiche, ha ribadito le conclusioni rese nella precedente *opinion*;
- in ragione di quanto sopra, nella riunione del 29 febbraio 2024, il COPC, esaminata la documentazione aggiornata riguardante l’Operazione e ricevuti dettagli e chiarimenti da parte del *management*, ha confermato il parere espresso in data 25 gennaio 2024;
- nella stessa data del 29 febbraio 2024, il Consiglio di Amministrazione di Iren, ricevuto analogo aggiornamento, ha confermato, per quanto necessario, le deliberazioni assunte nella seduta del 30 gennaio 2024;
- infine, l’Operazione è stata approvata dall’Amministratore Unico di Ri.Ma con determinazione del 1° marzo 2024, avuto riguardo del parere positivo espresso dal COPC e delle deliberazioni assunte dall’Organo amministrativo di Iren di cui si è detto sopra.

Infine, si precisa che, essendo l’Operazione di “maggiore rilevanza”, Iren – dando corso alle previsioni di cui all’art. 14.5 della Procedura OPC, che riprendono i contenuti dell’art. 5 del Regolamento Consob – ha predisposto un apposito documento informativo circa l’Operazione stessa, redatto in conformità all’allegato 4 del medesimo Regolamento.

Tale documento informativo – corredato dai pareri del COPC (del 25 gennaio 2024 e del 29 febbraio 2024, con il quale è stato confermato il precedente) – è stato messo a disposizione del pubblico presso la sede sociale, sul sito internet di IREN (www.gruppoin.it) e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato “1Info Sdir Storage” (<https://www.1info.it/PORTALE1INFO>). Per ogni ulteriore dettaglio, si rinvia a tale documentazione.

Si segnala inoltre che nella riunione del 18 aprile 2024, il COPC ha avviato l’istruttoria di competenza in merito a una potenziale operazione tra AMIAT, indirettamente controllata da Iren, e il Comune di Torino avente ad oggetto la revisione del contratto di servizio *inter partes* e la revisione dei corrispettivi previsti, a favore della società, per gli anni 2024 e 2025. In tale sede, il COPC ha ricevuto da parte del *management*, anche sulla base di specifica documentazione, una descrizione e un inquadramento generale dell’operazione, rinviando a una successiva seduta l’assunzione di ogni determinazione di competenza. Ad oggi, tale operazione non ha avuto ulteriori sviluppi.

Nella stessa riunione del 18 aprile 2024, il COPC ha ricevuto una preliminare informativa in merito a un’ulteriore operazione tra la citata AMIAT e il Comune di Torino afferente alla realizzazione, da parte della società, di un nuovo centro di raccolta differenziata di rifiuti urbani localizzato nell’area nord-ovest della Città, oggetto di contributo a valere sulle risorse finanziarie di cui al PNRR. L’operazione – rientrando nel novero di quelle di “minore rilevanza” – è stata vagliata nella successiva riunione del 7 maggio 2024, in esito al quale il COPC ha espresso parere favorevole ex art. 9 della Procedura OPC in ordine all’interesse per il Gruppo (e, segnatamente, per AMIAT) al compimento dell’operazione medesima nonché alla “convenienza” e alla “correttezza” sostanziale delle relative condizioni.

Da ultimo, si precisa che, nell’ambito dei flussi informativi previsti dalla Procedura OPC, il COPC ha ricevuto informative in merito ad operazioni rientranti tra le fattispecie di esclusione ai sensi della Procedura OPC medesima.

Quanto al Comitato per la Remunerazione e le Nomine (“CRN”), si segnala che, nel corso del primo semestre 2024 il Comitato si è riunito:

- in data 22 marzo 2024, per l’esame della proposta di attribuzione, rispettivamente a Presidente e Vicepresidente esecutivi e Direttori strategici, di una indennità integrativa ex art. 2389, comma 3, cod. civ., per l’esercizio delle deleghe nella c.d. fase “emergenziale” compresa tra il 12 giugno 2023 (data in cui l’ing. Armani è cessato dalle cariche di Consigliere, Amministratore Delegato e Direttore Generale di IREN S.p.A.) e il 30 agosto 2023 (data in cui è stato nominato per cooptazione il nuovo Amministratore Delegato e Direttore Generale della Società).

Le due operazioni sono state quantificate, avuto riguardo all’ammontare del compenso integrativo, rispettivamente quali “di minor rilevanza” e “di importo esiguo”.

In esito a discussione, il CRN si è espresso positivamente – anche ai sensi della normativa in materia di operazioni con parti correlate, limitatamente a quanto applicabile al caso di specie, in merito alla presentazione all’Assemblea della suddetta proposta; la proposta – a seguito di approvazione del Consiglio di Amministrazione – è stata successivamente approvata dall’Assemblea dei Soci di Iren S.p.A. tenutasi il 27 giugno 2024 e – sulla base delle decisioni in tale sede assunte – il Consiglio di Amministrazione del 4 luglio 2024 ha provveduto alla formale attribuzione di tali compensi integrativi, a norma dell’art. 2389, comma 3, cod. civ.;

- in data 27 maggio 2024, per l’esame dei criteri alla base della proposta di attribuzione, rispettivamente a Presidente e Vicepresidente esecutivi e Direttori strategici, di indennità *una tantum* per le responsabilità assunte dai suddetti delegati a decorrere dal 7 maggio 2024: in tale data, infatti, il Consiglio di Amministrazione si è riunito in via d’urgenza in seguito alla diffusione di notizie di stampa relative a un’ordinanza di applicazione di misure cautelari disposta nei confronti dell’allora Amministratore Delegato, dott. Paolo Signorini, dall’Autorità Giudiziaria di Genova per fatti attinenti al suo precedente incarico lavorativo; nel prendere atto dell’oggettiva impossibilità temporanea da parte dell’allora Amministratore Delegato di esercitare le proprie deleghe e con l’obiettivo di assicurare stabilità e continuità alla gestione aziendale, in tale occasione, il Consiglio ha attivato quanto previsto dal *contingency plan* interno al Gruppo e ha deliberato di revocare temporaneamente le deleghe al dott. Signorini quale Amministratore Delegato, assegnandole agli altri due Organi Delegati.

Le due operazioni sono state quantificate, sulla base degli importi ipotizzabili, quali “di minor rilevanza”: in esito a discussione, il CRN si è espresso positivamente – anche ai sensi della normativa in materia di operazioni con parti correlate – in merito ai criteri sottesi al riconoscimento delle suddette indennità che – si evidenzia – saranno corrisposte in relazione ai rapporti di lavoro dirigenziali in essere tra i delegati e la Società e che saranno da quantificare una volta nota la durata effettiva della situazione contingente;

- in data 25 giugno 2024, per l’esame preliminare del recesso, da parte della Società, dal rapporto di lavoro dirigenziale a tempo determinato in essere con il dott. Signorini per giusta causa oggettiva, in conseguenza della oggettiva incompatibilità della prestazione lavorativa del medesimo, quale Dirigente Apicale di Iren S.p.A., con la situazione contingente generatasi dal 7 maggio 2024 – di cui si è detto *supra*: l’operazione è stata quantificata quale “di minor rilevanza”.

In esito a discussione, il CRN si è espresso positivamente – anche ai sensi della normativa in materia di operazioni con parti correlate – in merito al recesso. Per ulteriori informazioni, si fa rinvio al Comunicato stampa pubblicato in pari data.

VII. FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Rating

Rispettivamente nelle date del 23 e del 26 luglio 2024 le agenzie di rating Standard & Poor's Global Ratings (S&P) e Fitch Ratings (Fitch) hanno aggiornato i loro giudizi con riferimento al Gruppo Iren. In particolare:

- S&P ha confermato il merito di credito a lungo termine del Gruppo a "BBB" con Outlook "Stable". Lo stesso rating è attribuito anche al debito senior non garantito;
- Fitch ha parimenti confermato il merito di credito a lungo termine a "BBB": lo stesso giudizio è attribuito anche al debito senior non garantito. Contestualmente, l'Agenzia ha rivisto l'outlook a "Stable" da "Positive".

Tali giudizi arrivano a valle dell'aggiornamento del piano industriale al 2030, che mantiene un business mix integrato e diversificato, con un forte focus sulle attività regolate e semi-regolate (che consente una stabilità dei risultati anche in presenza di volatilità dei mercati dell'energia), con una rimodulazione degli investimenti complessivi e una crescita organica disciplinata.

Gli outlook stabili riflettono la continuità della politica finanziaria del Gruppo e l'impegno del management a mantenere gli attuali giudizi di rating, con un solido e ampio margine, e un'attenta disciplina finanziaria.

Le conferme del rating esprimono infine, dal punto di vista finanziario, lo stato di adeguatezza della liquidità del Gruppo, l'elevata credibilità sul mercato dei capitali e la forte relazione con le banche, oltre ad una solida e prudente gestione del rischio.

Esame degli audit straordinari riferiti al Dott. Signorini

Come già riportato nei "Fatti di rilievo del periodo", non appena appresa la notizia del provvedimento di custodia cautelare nei confronti del dott. Signorini, Iren ha avviato lo svolgimento di due audit specifici - uno da parte della funzione interna preposta, e uno da parte di un advisor indipendente e qualificato - per analizzare approfonditamente le attività poste in essere dallo stesso dott. Signorini in Iren (nel periodo di vigenza della sua carica, dal 30 agosto 2023 fino al 7 maggio 2024), e valutare la correttezza dell'operato, tenuto conto delle deleghe e dei poteri allo stesso attribuiti.

Il Consiglio di Amministrazione, in data 29 luglio 2024, ha esaminato i report definitivi degli audit specifici e preso atto delle relative risultanze.

Sulla base degli esiti dei sopraccitati audit specifici non risultano, allo stato, circostanze tali da comportare impatti materiali sulla situazione economico-patrimoniale e finanziaria della società o criticità in merito alla tenuta del sistema dei controlli interni. La Società si riserva comunque ulteriori approfondimenti finalizzati all'eventuale avvio di azioni legali a propria tutela.

VIII. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nel corso del primo semestre 2024 il Gruppo Iren non è stato interessato da eventi "non ricorrenti" e non ha posto in essere operazioni significative individuate come tali in base alle definizioni contenute nella Comunicazione. In particolare, non è stato oggetto di fatti il cui accadimento non si ripeta frequentemente nel normale svolgimento dell'attività.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso del primo semestre 2024 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione. Le operazioni atipiche e/o inusuali sono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine alla correttezza/completezza delle informazioni in bilancio, al conflitto di interessi e alla salvaguardia del patrimonio aziendale o alla tutela degli azionisti di minoranza.

IX. INFORMAZIONI SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

ATTIVO

ATTIVITA' NON CORRENTI

NOTA 1_ATTIVITA' MATERIALI

La composizione della voce attività materiali, comprensiva dei diritti d'uso e distinta tra costo storico, fondo ammortamento e valore netto, viene riportata nella tabella seguente:

	Costo al 30/06/2024	F.do amm.to al 30/06/2024	Valore netto al 30/06/2024	Costo al 31/12/2023	F.do amm.to al 31/12/2023	Valore netto al 31/12/2023
Terreni	171.217	(9.694)	161.523	162.528	(9.265)	153.263
Fabbricati	1.006.003	(396.477)	609.526	967.433	(379.733)	587.700
Impianti e macchinari	6.832.247	(3.625.220)	3.207.027	6.724.696	(3.482.574)	3.242.122
Attrezzature industriali e commerciali	280.661	(178.466)	102.195	272.584	(169.715)	102.869
Altri beni	460.214	(294.597)	165.617	442.537	(278.910)	163.627
Attività materiali in corso ed acconti	230.035	-	230.035	211.271	-	211.271
Totale	8.980.377	(4.504.454)	4.475.923	8.781.049	(4.320.197)	4.460.852

La movimentazione del costo storico delle attività materiali, comprensive dei diritti d'uso, è esposta nella tabella seguente:

	31/12/2023	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	30/06/2024
Terreni	162.528	6.561	(9)	2.137	-	171.217
Fabbricati	967.433	8.932	(6.176)	10.785	25.029	1.006.003
Impianti e macchinari	6.724.696	57.727	(6.422)	20.301	35.945	6.832.247
Attrezzature industriali e commerciali	272.584	7.502	(1.969)	2.089	455	280.661
Altri beni	442.537	20.523	(9.671)	4.232	2.593	460.214
Attività materiali in corso ed acconti	211.271	66.704	-	15.679	(63.619)	230.035
Totale	8.781.049	167.949	(24.247)	55.223	403	8.980.377

migliaia di euro

La movimentazione del fondo ammortamento delle attività materiali, comprensive dei diritti d'uso, è esposta nella tabella seguente:

	31/12/2023	Ammortamento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	30/06/2024
Terreni	(9.265)	(429)	-	-	(9.694)
Fabbricati	(379.733)	(18.537)	5.536	(3.743)	(396.477)
Impianti e macchinari	(3.482.574)	(136.311)	5.361	(11.696)	(3.625.220)
Attrezzature industriali e commerciali	(169.715)	(9.975)	1.805	(581)	(178.466)
Altri beni	(278.910)	(22.989)	9.138	(1.836)	(294.597)
Totale	(4.320.197)	(188.241)	21.840	(17.856)	(4.504.454)

migliaia di euro

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del semestre relativi alle società Siena Ambiente e Agrovoltaica.

Il saldo della colonna "riclassifiche" si riferisce principalmente ai trasferimenti netti da attività immateriali ad attività materiali di cespiti non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

Terreni e fabbricati

Tale voce include principalmente i fabbricati industriali connessi agli impianti del gruppo e i relativi terreni.

Impianti e macchinari

Sono inclusi in questa voce i costi relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, agli impianti di produzione calore, alle reti di distribuzione dell'energia elettrica, alle reti di distribuzione gas, alle reti di distribuzione calore e agli impianti riferibili ai servizi ambientali non in regime di concessione secondo quanto previsto dall'IFRIC 12. Tra i beni relativi agli impianti di produzione di energia elettrica sono comprese le opere gratuitamente devolvibili.

Attrezzature industriali e commerciali

Sono inclusi in questa voce i costi relativi all'acquisto di beni complementari o ausiliari agli impianti e macchinari, di cassoni, cassonetti, attrezzature di laboratorio e attrezzatura varia.

Altri beni

Sono inclusi in questa voce i costi relativi all'acquisto di mobili e macchine d'ufficio, di automezzi e di autovetture.

Immobilizzazioni in corso e acconti

La voce immobilizzazioni in corso comprende il complesso degli oneri sostenuti per gli investimenti in fase di realizzazione e non ancora in funzione. Si riferisce principalmente alla realizzazione di impianti fotovoltaici (12.829 migliaia di euro), alla riqualificazione edilizia dell'immobile di Piazza Raggi (GE) (41.390 migliaia di euro) e della sede di Strada Baganzola (PR) (3.897 migliaia di euro), all'ampliamento dell'impianto per il trattamento della frazione organica di Santhià (VC) (15.993 migliaia di euro), al potenziamento dell'impianto trattamento fanghi del PAI di Parma (4.825 migliaia di euro), all'impianto di upgrading del biogas in biometano del biodigestore di Cairo Montenotte (SV) (3.175 migliaia di euro), alla rete di teleriscaldamento (15.222 migliaia di euro), alle centrali di produzione termoelettrica (21.504 migliaia di euro), alle centrali di produzione idroelettrica (6.288 migliaia di euro), alla rete di distribuzione e misura e alle cabine primarie AT/MT di energia elettrica (28.153 migliaia di euro), alla rete di distribuzione e misura gas non in regime concessione (1.799 migliaia di euro), all'efficientamento energetico (8.601 migliaia di euro), alla raccolta e smaltimento rifiuti (31.035 migliaia di euro) e ad attività corporate (7.766 migliaia di euro).

Incrementi

Gli incrementi del periodo, pari a 167.949 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- investimenti sulle centrali termoelettriche, idroelettriche e su impianti fotovoltaici per 19.712 migliaia di euro;
- sviluppo della rete di teleriscaldamento e nuovi allacciamenti alla rete, comprensiva delle sottostazioni di scambio termico, dei misuratori e delle apparecchiature di telelettura, per 14.483 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti di distribuzione energia elettrica, incluse le cabine primarie, per 39.202 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti gas non in regime di concessione secondo quanto previsto dall'IFRIC 12 per 4.280 migliaia di euro;
- investimenti per la raccolta e lo smaltimento dei rifiuti nel settore ambiente per 49.430 migliaia di euro;
- Investimenti in attività corporate, di e-mobility e di efficienza energetica per 16.226 migliaia di euro.

Ammortamenti

Gli ammortamenti ordinari del primo semestre 2024, pari a complessivi 188.241 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote nel bilancio annuale 2023 e ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle immobilizzazioni.

Si segnala che non vi sono attività materiali concesse a garanzia di passività.

Diritti d'uso IFRS 16

L'IFRS 16 prevede per il locatario la rilevazione nello stato patrimoniale delle attività e delle relative passività finanziarie per tutti i contratti di leasing di durata superiore ai 12 mesi, a meno che l'attività sottostante abbia un modico valore. I contratti in cui il Gruppo Iren si configura come locatario si riferiscono prevalentemente a leasing immobiliari e noleggi a lungo termine di automezzi e autoveicoli.

La composizione dei diritti d'uso, distinta tra costo storico, fondo ammortamento e valore netto, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2024	F.do amm.to al 30/06/2024	Valore netto al 30/06/2024	Costo al 31/12/2023	F.do amm.to al 31/12/2023	Valore netto al 31/12/2023
Terreni	11.874	(3.675)	8.199	11.818	(3.240)	8.578
Fabbricati	55.721	(16.875)	38.846	49.841	(13.870)	35.971
Impianti e macchinari	3.360	(1.155)	2.205	3.569	(1.014)	2.555
Attrezzature industriali e commerciali	1.408	(137)	1.271	38	(28)	10
Altri beni	29.231	(13.415)	15.816	28.844	(12.686)	16.158
Totale	101.594	(35.257)	66.337	94.110	(30.838)	63.272

La movimentazione del costo storico dei diritti d'uso è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	31/12/2023	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Altri movimenti	30/06/2024
Terreni	11.818	45	-	11	-	11.874
Fabbricati	49.841	1.390	(661)	9.086	(3.935)	55.721
Impianti e macchinari	3.569	-	(209)	-	-	3.360
Attrezzature industriali e commerciali	38	-	-	1.370	-	1.408
Altri beni	28.844	3.985	(3.933)	335	-	29.231
Totale	94.110	5.420	(4.803)	10.802	(3.935)	101.594

La movimentazione del fondo ammortamento dei diritti d'uso è esposta nella tabella seguente:

migliaia di euro

	31/12/2023	Ammortamento del periodo	Decrementi	30/06/2024
Terreni	(3.240)	(435)	-	(3.675)
Fabbricati	(13.870)	(3.413)	408	(16.875)
Impianti e macchinari	(1.014)	(309)	168	(1.155)
Attrezzature industriali e commerciali	(28)	(109)	-	(137)
Altri beni	(12.686)	(3.983)	3.254	(13.415)
Totale	(30.838)	(8.249)	3.830	(35.257)

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del semestre relativi alla società Siena Ambiente.

Si precisa infine che l'importo di 3.935 migliaia di euro, riportato tra gli "Altri movimenti", nell'ambito dei Diritti d'uso è riferito ad assets acquisiti nel corso del primo semestre 2024 e che precedentemente erano oggetto di contratti di leasing.

NOTA 2_INVESTIMENTI IMMOBILIARI

La tabella che segue evidenzia la composizione della voce in questione:

migliaia di euro

	Costo al 30/06/2024	F.do amm.to al 30/06/2024	Valore netto al 30/06/2024	Costo al 31/12/2023	F.do amm.to al 31/12/2023	Valore netto al 31/12/2023
Terreni	565	-	565	565	-	565
Fabbricati	3.462	(2.024)	1.438	3.462	(1.996)	1.466
Totale	4.027	(2.024)	2.003	4.027	(1.996)	2.031

La voce è costituita principalmente da immobili il cui fair value non è inferiore al valore contabile.

ATTIVITA' IMMATERIALI A VITA DEFINITA

La composizione della voce attività immateriali, distinta tra costo storico, fondo ammortamento e valore netto viene riportata nella tabella seguente:

migliaia di euro

	Costo al 30/06/2024	F.do amm.to al 30/06/2024	Valore netto al 30/06/2024	Costo al 31/12/2023	F.do amm.to al 31/12/2023	Valore netto al 31/12/2023
Costi di sviluppo	33.075	(18.388)	14.687	30.637	(15.740)	14.897
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	416.661	(264.963)	151.698	384.499	(234.849)	149.650
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	4.128.485	(1.765.628)	2.362.857	3.992.881	(1.666.302)	2.326.579
Altre immobilizzazioni immateriali	823.660	(425.281)	398.379	787.146	(385.915)	401.231
Immobilizzazioni in corso e acconti	306.383	-	306.383	248.002	-	248.002
Totale	5.708.264	(2.474.260)	3.234.004	5.443.165	(2.302.806)	3.140.359

La movimentazione del costo storico delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

	31/12/2023	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	30/06/2024
Costi di sviluppo	30.637	957	-	-	1.481	33.075
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	384.499	21.499	-	1.649	9.014	416.661
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3.992.881	52.074	(487)	57.668	26.349	4.128.485
Altre immobilizzazioni immateriali	787.146	32.449	(26)	3.912	179	823.660
Immobilizzazioni in corso e acconti	248.002	75.632	-	20.175	(37.426)	306.383
Totale	5.443.165	182.611	(513)	83.404	(403)	5.708.264

La movimentazione del fondo ammortamento delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

	31/12/2023	Ammortamento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	30/06/2024
F.amm.to costi di sviluppo	(15.740)	(2.648)	-	-	(18.388)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ingegno	(234.849)	(28.595)	-	(1.519)	(264.963)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(1.666.302)	(61.447)	299	(38.178)	(1.765.628)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(385.915)	(38.906)	14	(474)	(425.281)
Totale	(2.302.806)	(131.596)	313	(40.171)	(2.474.260)

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del semestre relativi alle società Siena Ambiente e Agrovoltaiica.

Il saldo della colonna "riclassifiche" si riferisce principalmente ai trasferimenti netti da attività immateriali ad attività materiali di cespiti non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

Gli incrementi della voce altre immobilizzazioni immateriali si riferiscono principalmente alla capitalizzazione di costi per lo sviluppo commerciale della clientela.

Il valore netto contabile delle altre immobilizzazioni immateriali alla chiusura dell'esercizio include per 158.039 migliaia di euro attività rilevate a titolo dei costi sostenuti per lo sviluppo commerciale della clientela.

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno

La voce si riferisce principalmente al complesso dei costi sostenuti per l'acquisto e la produzione interna di software aziendali e per l'acquisizione di diritti per l'utilizzo in esclusiva di studi tecnici relativi all'andamento statistico delle perdite di rete, ammortizzati tra i tre e i cinque anni.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili

La voce è costituita principalmente:

- dalle attività rilevate a fronte dell'applicazione dell'IFRIC 12 relative al settore di attività di distribuzione del gas naturale, del Servizio Idrico Integrato, del teleriscaldamento e del trattamento e smaltimento rifiuti;
- dal diritto d'uso delle reti acquedottistiche in forza delle concessioni assentite dal Comune di Genova e da altri Comuni limitrofi;
- dal diritto d'uso di condotte forzate non di proprietà di impianti idroelettrici;
- dalle concessioni per l'esercizio e la gestione di impianti fotovoltaici.

Altre immobilizzazioni immateriali

La voce è costituita principalmente:

- da diritti di utilizzo di infrastrutture di telecomunicazione di proprietà di terzi;
- dai costi per lo sviluppo commerciale della clientela;
- dalla valorizzazione della lista clienti avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo di Atena Trading, Salerno Energia Vendite, Alfa Solutions, Spezia Energy Trading, Sidiren e Alegas;
- dalla valorizzazione delle autorizzazioni ambientali all'esercizio del biodigestore e degli impianti di recupero avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo di Ferrania Ecologia, Territorio e Risorse, I.Blu, Manduriambiente e TB;
- dalla valorizzazione dell'autorizzazione unica per gli impianti fotovoltaici e dal valore della tariffa incentivata riconosciuta per l'energia prodotta e immessa in rete avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo del Gruppo Iren Green Generation (già Puglia Holding);
- dalla valorizzazione della concessione per la derivazione dell'acqua per gli impianti idroelettrici avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo di Valle Dora Energia;
- dalla valorizzazione della concessione del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani ATO Toscana Sud avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo di SEI Toscana.

Immobilizzazioni in corso ed acconti

La voce è costituita prevalentemente dagli investimenti in corso dei servizi in concessione disciplinati dall'IFRIC 12, oltre che da licenze d'uso software e dai relativi costi sostenuti per le implementazioni.

NOTA 4_AVVIAMENTO

L'avviamento, pari a 249.975 migliaia di euro (244.291 migliaia di euro al 31 dicembre 2023 rideterminato), nel corso del primo semestre 2024 presenta una variazione in aumento per 5.684 migliaia di euro a seguito dell'acquisizione del controllo (business combinations) di Siena Ambiente.

L'avviamento viene considerato un'attività immateriale a vita utile indefinita e pertanto non risulta ammortizzato, ma sottoposto almeno annualmente ad impairment test al fine di verificare la recuperabilità del valore iscritto a bilancio. Dal momento che l'avviamento non genera flussi di cassa indipendenti e non può essere ceduto autonomamente, l'impairment test sugli avviamenti iscritti in bilancio è svolto facendo riferimento all'unità generatrice di flussi di cassa (Cash Generating Unit) cui gli stessi sono allocabili.

La tabella che segue evidenzia l'allocazione della voce avviamento alle unità generatrici di flussi di cassa (Cash Generating Unit).

	31/12/2023 Rideterminato	Incrementi Aggregazioni Aziendali	migliaia di euro 30/06/2024
Ambiente	26.495	5.684	32.179
Distribuzione Energia Elettrica	67.631	-	67.631
Distribuzione Gas	1.638	-	1.638
Servizio Idrico Integrato	44.405	-	44.405
Generazione Energia e Calore	7.331	-	7.331
Generazione Fotovoltaico e Eolico	30.726	-	30.726
Mercato	66.065	-	66.065
Totale	244.291	5.684	249.975

Cash Generating Unit Ambiente

Il valore dell'avviamento, pari a 32.179 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- all'acquisizione del controllo di Siena Ambiente avvenuta a gennaio 2024 (5.684 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di Semia Green avvenuta a ottobre 2023 (447 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di ReMat avvenuta a maggio 2023 (1.752 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di CRCM avvenuta nel mese di aprile 2022 (277 migliaia di euro);

- all'acquisizione del controllo della società Futura avvenuta nel mese di marzo del 2021 (4.115 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo delle società operanti nel settore ambiente acquisite da Unieco avvenuta nel mese di novembre del 2020 (9.385 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di Ferrania ecologia S.r.l. avvenuta nel mese di luglio del 2019 (7.048 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo del ramo di azienda da SMC S.p.A. costituito dalla partecipazione del 48,85% del capitale sociale della Società Ecologica Territorio Ambiente (SETA) S.p.A. e delle attività di chiusura e gestione post mortem della discarica di Chivasso 0 avvenuta nel mese di ottobre del 2018 (894 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di ACAM Ambiente (gruppo ACAM) avvenuta nel mese di aprile del 2018 (2.572 migliaia di euro).

Cash Generating Unit Distribuzione Energia Elettrica

Il valore dell'avviamento, pari a 67.631 migliaia di euro, si riferisce:

- all'acquisizione nel 2000 da ENEL del ramo d'azienda relativo alla distribuzione e vendita di energia elettrica a clienti vincolati nel Comune di Torino, in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 64.608 migliaia di euro;
- all'acquisizione nel 2000 da ENEL del ramo d'azienda relativo alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 3.023 migliaia di euro.

Cash Generating Unit Distribuzione Gas

Il valore dell'avviamento, pari a 1.638 migliaia di euro, si riferisce all'acquisizione del controllo di Busseto Servizi avvenuta nel mese di gennaio del 2019.

Cash Generating Unit Servizio Idrico Integrato

Il valore dell'avviamento, pari a 44.405 migliaia di euro, deriva principalmente:

- dall'acquisizione del controllo di Acquaenna avvenuta nel mese di maggio del 2023 (479 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Amter avvenuta nel mese di marzo del 2023 (2.179 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Società dell'Acqua Potabile avvenuta nel mese di luglio del 2022 (880 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di ACAM Acque (gruppo ACAM) avvenuta nel mese di aprile del 2018 (15.442 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Acquedotto di Savona avvenuta nel mese di luglio 2015 (1.907 migliaia di euro);
- dall'acquisizione nel 2005 del controllo di Acqua Italia S.p.A. (ora Mediterranea delle Acque S.p.A.), in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 23.202 migliaia di euro.

Cash Generating Unit Generazione Energia Elettrica e Calore

Il valore dell'avviamento, pari a 7.331 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- all'acquisizione del controllo avvenuta a maggio del 2020 di un ramo d'azienda, denominato "SEI Energia", che comprende la rete di teleriscaldamento nei Comuni di Rivoli e Collegno e il 49% della società NOVE, in allora gestore della rete di teleriscaldamento nel Comune di Grugliasco (2.068 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di Iren Rinnovabili nel 2017 a seguito dell'avvenuta decadenza degli accordi di governance stipulati con l'altro socio CCPL S.p.A. che qualificavano Iren Rinnovabili come società a controllo congiunto (3.544 migliaia di euro);
- al ramo d'azienda Gestione Servizi Calore trasferito nel 2017 dalla Cash Generating Unit Mercato alla Cash Generating Unit Energia (948 migliaia di euro).

Cash Generating Unit Fotovoltaico e Eolico

Il valore dell'avviamento, pari a 30.726 migliaia di euro, si riferisce:

- all'acquisizione del controllo di WFL avvenuta nel mese di ottobre 2023 (1.469 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo del Gruppo Puglia Holding (ora Iren Green Generation) avvenuta nel mese di febbraio 2022 (29.257 migliaia di euro).

Cash Generating Unit Mercato

Il valore dell'avviamento, pari a 66.065 migliaia di euro, deriva principalmente:

- dall'acquisizione del controllo di Alegas avvenuta nel mese di aprile 2022 (15.072 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Sidlren avvenuta nel mese di luglio 2021 (18.533 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Spezia Energy Trading avvenuta nel mese di settembre del 2018 (2.694 migliaia di euro);
- dall'acquisizione nel 2012 del ramo d'azienda da ERG Power & Gas relativo alla commercializzazione e la vendita di energia elettrica per un importo di 3.401 migliaia di euro;
- dalle quote azionarie di Enìa Energia (ora fusa in Iren Mercato) acquisite da SAT Finanziaria S.p.A. e da Edison nel 2008 per un importo di 16.761 migliaia di euro;
- dal ramo d'azienda acquisito da ENEL nel 2000 e riferito alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 7.421 migliaia di euro.

Come anticipato al paragrafo I "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" della presente relazione, nel corso del primo semestre 2024, conformemente allo IAS 36, il Gruppo ha verificato l'inesistenza di *impairment trigger* specifici con particolare riferimento agli avviamenti. In particolare, tale verifica ha preso in considerazione la contrazione dei prezzi dell'energia elettrica consuntivata nel corso del primo semestre 2024 e proiettata nello scenario energetico utilizzato nell'aggiornamento del Piano Industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 25 giugno 2024. La Cash Generating Unit maggiormente impattata dall'andamento dei prezzi dell'energia elettrica è risultata essere quella Fotovoltaico ed Eolico, per la quale è stata svolta un'analisi di *sensitivity* dei flussi di cassa prospettici rispetto a quelli utilizzati nell'esercizio di Impairment effettuato al 31 dicembre 2023.

Sulla base delle simulazioni effettuate non si rilevano indicazioni che le attività iscritte nel bilancio chiuso al 30 giugno 2024 abbiano subito una riduzione di valore e pertanto non si è provveduto ad effettuare l'esercizio di impairment test alla data di chiusura del semestre.

NOTA 5_PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono partecipazioni in imprese in cui il Gruppo detiene il controllo congiunto o esercita un'influenza notevole. Si precisa che la valutazione a patrimonio netto viene effettuata sulla base degli ultimi bilanci disponibili (consolidati se redatti) delle partecipate.

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2024 è riportato in allegato.

La voce ammonta complessivamente a 194.244 migliaia di euro (212.798 migliaia di euro al 31 dicembre 2023). Le variazioni intervenute nel semestre sono presentate nelle tabelle esposte nel seguito.

Partecipazioni in società a controllo congiunto (joint venture)

	31/12/2023	Incrementi (decrementi)	Variazione area di consolida- mento	Variazioni a Conto Economico	Variazioni a Patrimonio Netto	Distribuzio- ne dividendi	migliaia di euro 30/06/2024
Acque Potabili	8.161	-	-	14	-	-	8.175
Nuova Sirio	-	-	81	-	-	-	81
Vaserie Energia	-	-	971	-	-	(108)	863
TOTALE	8.161	-	1.052	14	-	(108)	9.119

A seguito del controllo esercitato sulla società Siena Ambiente, che detiene delle quote azionarie delle società Vaserie S.r.l. e Nuova Sirio S.r.l., queste ultime sono consolidate con il metodo del patrimonio netto con decorrenza 1° gennaio 2024.

A partire dal 31 maggio 2021 la società Acque Potabili è stata posta in liquidazione.

Partecipazioni in società collegate

	migliaia di euro						
	31/12/2023	Incrementi (decrementi)	Variazione area di consolida- mento	Variazioni a Conto Economico	Variazioni a Patrimonio Netto	Distribuzio- ne dividendi	30/06/2024
A2A Alfa	-	-	-	-	-	-	-
Acos	15.372	-	-	336	(143)	(82)	15.483
Acos Energia	1.059	-	-	137	-	(150)	1.046
Aguas de San Pedro	20.156	-	-	1.779	504	(371)	22.068
Aiga	-	-	-	-	-	-	-
Amat	-	-	-	-	-	-	-
Arca	40	-	-	-	-	-	40
Arienes	21	-	-	-	-	-	21
Asa	44.513	-	-	352	(453)	-	44.412
Asa scpa	1.197	-	-	-	-	-	1.197
Astea	26.768	-	-	65	(373)	-	26.460
Asti Servizi Pubblici	20.008	-	-	748	-	(496)	20.260
Barricalla	14.638	-	-	-	-	(490)	14.148
BI Energia	102	-	-	64	-	-	166
Centro Corsi S.r.l.	19	-	-	1	-	-	20
CSA	374	-	-	(11)	-	-	363
CSAI	2.051	-	-	242	-	-	2.293
E.G.U.A.	682	-	-	226	-	-	908
Fingas	-	-	-	-	-	-	-
Fratello Sole Energie Solidali	231	-	-	9	-	-	240
G.A.I.A.	14.865	-	-	63	-	-	14.928
Global Service	6	-	-	-	-	-	6
Iniziative Ambientali	66	-	-	(18)	-	-	48
Mondo Acqua	892	(892)	-	-	-	-	-
OMI Rinnovabili	4	-	-	-	-	-	4
Rimateria	-	-	-	-	-	-	-
SETA	12.544	-	-	362	-	-	12.906
Sienambiente	20.766	-	(20.766)	-	-	-	-
Sistema Ambiente	3.082	-	-	(22)	-	(133)	2.927
STU Reggiane	5.181	-	-	-	-	-	5.181
Tirana Acque	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE	204.637	(892)	(20.766)	4.333	(465)	(1.722)	185.125

Per Siena Ambiente la variazione area di consolidamento è relativa all'acquisizione del controllo e al conseguente consolidamento integrale della società.

Gli importi relativi alla colonna Variazioni a Patrimonio Netto sono dovuti principalmente alla differenza cambio (Aguas de San Pedro) e ai movimenti delle riserve di cash flow hedge.

NOTA 6_ALTRE PARTECIPAZIONI

Tale voce si riferisce a partecipazioni in società sulle quali il Gruppo non esercita né controllo, né controllo congiunto, né influenza notevole. Tali partecipazioni sono valutate al *fair value*, ma poiché le più recenti informazioni disponibili per valutare il *fair value* sono insufficienti e il costo rappresenta la migliore stima del *fair value*, sono state mantenute al costo.

L'elenco delle partecipazioni in altre imprese appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2024 è riportato in allegato.

Il dettaglio della composizione della voce è presentato nella tabella esposta nel seguito:

	31/12/2023	Variazione area di consolidamento	Incrementi (Decrementi)	Svalutazioni	30/06/2024
AER	633	(633)	-	-	-
AISA Impianti	992	-	-	-	992
Autostrade Centro Padane	1.248	-	-	-	1.248
CIDIU Servizi	2.655	-	-	-	2.655
EGEA	1.000	-	-	(1.000)	-
Enerbrain	1.554	-	-	-	1.554
Environment Park	1.243	-	-	-	1.243
Tech4Planet	1.104	-	153	-	1.257
Altre partecipazioni	485	-	23	-	508
TOTALE	10.914	(633)	176	(1.000)	9.457

La variazione area di consolidamento è dovuta al deconsolidamento della società Valdisieve che detiene la partecipazione nella società AER.

NOTA 7_ATTIVITA' DERIVANTI DA CONTRATTI CON I CLIENTI NON CORRENTI

Le attività derivanti da contratti con i clienti non correnti, al netto del relativo fondo svalutazione, ammontano a 280.828 migliaia di euro (232.384 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) e si riferiscono a:

- attività del servizio idrico integrato per conguagli tariffari e per minori volumi erogati rispetto al vincolo di ricavi spettante al gestore; il vigente metodo tariffario ne prevede generalmente (fatto salvo eventuale raggiungimento del limite di crescita tariffario) il recupero in tariffa dopo due esercizi (258.238 migliaia di euro al 30 giugno 2024, 210.694 migliaia di euro al 31 dicembre 2023);
- attività dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica derivanti dalle disposizioni emanate dalla delibera AEEGSI n. 654/2015 in tema di regolazione tariffaria per il periodo 2016-2023 che ha comportato la rilevazione di ricavi da trasporto di energia elettrica e delle relative attività (20.146 migliaia di euro al 30 giugno 2024, 18.704 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) che saranno recuperate a partire dal 2023 e fino al 2030;
- attività del servizio di igiene ambientale per conguagli tariffari relativi ad attività già svolte che potranno essere fatturate oltre dodici mesi dalla data di bilancio (2.443 migliaia di euro al 30 giugno 2024, 2.986 migliaia di euro al 31 dicembre 2023).

Nella seguente tabella vengono riepilogati i valori delle attività (non correnti e correnti) e delle passività derivanti da contratti con clienti al fine di fornire un'informativa sulla posizione netta.

	30/06/2024	31/12/2023
Attività non correnti derivanti da contratti con clienti	280.828	232.384
Attività correnti derivanti da contratti con clienti	31.057	29.830
Passività correnti derivanti da contratti con clienti	(17.029)	(79.642)
Totale	294.856	182.572

NOTA 8_CREDITI COMMERCIALI NON CORRENTI

I crediti, che risentono dell'effetto dell'attualizzazione, ammontano a 29.238 migliaia di euro (29.416 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) e si riferiscono principalmente a crediti verso il Comune di Torino per il servizio di

igiene ambientale e per il rinnovamento tecnologico e per l'efficientamento degli impianti termici presso alcuni stabili comunali (27.141 migliaia di euro al 30 giugno 2024, 27.002 migliaia di euro al 31 dicembre 2023). Per maggiori informazioni sulla posizione creditoria complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino si rimanda alla nota 9 "Attività finanziarie non correnti".

NOTA 9_ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 140.922 migliaia di euro (128.937 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) è principalmente composta da crediti finanziari e dalla valorizzazione degli strumenti derivati con fair value positivo. Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente.

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	4.721	4.721
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	33.406	33.376
Crediti finanziari non correnti vs altri	39.865	38.556
Fair value contratti derivati quota non corrente	41.280	30.611
Titoli diversi dalle partecipazioni	52	74
Altre attività finanziarie	21.599	21.599
Totale	140.923	128.937

Crediti finanziari non correnti verso Collegate

Si riferiscono principalmente a crediti verso la società Acos (4.691 migliaia di euro).

Crediti finanziari non correnti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate, pari a 33.406 migliaia di euro (33.376 migliaia di euro al 31 dicembre 2023), riguardano crediti verso il Comune di Torino e sono relativi:

- alla quota a medio lungo termine dei crediti inerenti al conto corrente che regola i rapporti tra le controllate AMIAT, Iren Smart Solutions ed il Comune di Torino (106 migliaia di euro). Il contratto di conto corrente ha durata fino al 31 dicembre 2036 e gli interessi che maturano sul saldo vengono calcolati in base al costo medio effettivo sostenuto dal Gruppo Iren per la propria esposizione finanziaria;
- all'applicazione del modello dell'attività finanziaria previsto dall'IFRIC 12 al progetto di efficientamento ("Torino LED") legato al servizio di Illuminazione Pubblica svolto in regime di concessione da Iren Smart Solutions nella città di Torino, per la quota a lungo termine (33.300 migliaia di euro). L'iscrizione dell'attività finanziaria attualizzata consegue alla maturazione del diritto attuale incondizionato a ricevere i flussi di cassa contrattualmente riconosciuti, avvenuta con il completamento dell'installazione dei relativi apparecchi a LED.

Il trattamento contabile dell'accordo di conto corrente sopra richiamato determina una riduzione dei crediti commerciali rappresentata nel rendiconto finanziario come una generazione di flussi finanziari operativi e un corrispondente incremento dei crediti finanziari, rappresentato come un assorbimento di cassa nei flussi da attività di finanziamento.

Tali crediti fanno parte di una posizione complessiva di 122.257 migliaia di euro, ripartita fra diverse voci di bilancio in relazione alla classificazione secondo natura e scadenza: Crediti commerciali non correnti (Nota 8), Attività finanziarie non correnti (la presente Nota 9), Crediti commerciali (Nota 14) e Attività finanziarie correnti (Nota 17), come evidenziato dalla tabella esposta nel seguito.

La ripartizione dei crediti tra quota corrente e quota non corrente è stata determinata dagli amministratori in base ad una previsione dei tempi di incasso dei crediti stessi anche a seguito delle risultanze dell'accordo siglato tra il Comune di Torino e il Gruppo Iren nel corso dell'esercizio 2018.

migliaia di euro

	30/06/2024	31/12/2023
Crediti commerciali non correnti	27.141	27.002
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	16.990	6.517
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	35.586	25.470
Crediti commerciali per forniture di calore e altro	3.646	121
Fondo svalutazione crediti commerciali	(24)	(23)
Totale crediti commerciali correnti	56.198	32.085
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	106	233
Crediti finanziari per servizi in concessione quota non corrente	33.502	33.325
Fondo svalutazione crediti finanziari non correnti	(202)	(182)
Totale crediti finanziari non correnti	33.406	33.376
Crediti finanziari per interessi quota corrente	30	28
Crediti finanziari per servizi in concessione quota corrente	5.484	5.589
Fondo svalutazione crediti finanziari correnti	(2)	(2)
Totale crediti finanziari correnti	5.512	5.615
Totale	122.257	98.078

Crediti finanziari non correnti verso altri

Tra i crediti finanziari non correnti verso altri è compresa la quota a lungo termine:

- dei crediti per leasing finanziari relativi a impianti di climatizzazione;
- del credito derivante dalla cessione del ramo d'azienda relativo alla gestione del servizio idrico integrato di due comuni del Bacino dell'ATO Veronese, avvenuta nel corso del 2019;
- dei crediti derivanti dall'applicazione del modello dell'attività finanziaria previsto dall'IFRIC 12 al progetto di efficientamento legato al servizio di Illuminazione Pubblica svolto in regime di concessione in diverse città, fra cui Vercelli, Biella e Fidenza.

Fair value contratti derivati quota non corrente

Il fair value dei contratti derivati si riferisce agli strumenti in portafoglio per la copertura dal rischio di variazione dei tassi di interesse e del prezzo delle commodities.

Titoli diversi dalle partecipazioni

Ammontano a 52 migliaia di euro (74 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) e si riferiscono a titoli a cauzione valutati al costo ammortizzato.

Altre attività finanziarie

La voce ammonta a 21.599 migliaia di euro ed è rappresentata dalla quota variabile del prezzo di cessione della partecipazione in OLT Offshore LNG Toscana e del relativo finanziamento. L'attività è valutata al fair value con iscrizione delle variazioni nell'utile (perdita) di periodo.

NOTA 10_ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
Depositi cauzionali	6.808	5.958
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	122.092	130.606
Altre attività non correnti	23.192	23.322
Ratei e risconti attivi non correnti	3.798	4.106
Totale	155.890	163.992

I crediti di natura tributaria oltre i 12 mesi sono riferiti principalmente a crediti per le detrazioni su lavori eseguiti al fine di migliorare l'efficienza energetica degli edifici (ecobonus) e a crediti IVA per i quali è stata fatta richiesta di rimborso. I crediti per le detrazioni su lavori eseguiti al fine di migliorare l'efficienza energetica degli edifici (ecobonus) classificati a lungo termine verranno utilizzati dal Gruppo a compensazione delle imposte dovute per i prossimi cinque anni. I risconti attivi riguardano principalmente i costi prepagati, per la quota a lungo termine, relativi ai contratti servizio energia in capo alla controllata Iren Smart Solutions.

NOTA 11_ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 413.156 migliaia di euro (400.092 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) e si riferiscono alla fiscalità anticipata derivante da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 12_RIMANENZE

Le rimanenze, valorizzate al costo medio ponderato, sono costituite principalmente da gas metano e da materiali di consumo destinati alla manutenzione e costruzione del patrimonio impiantistico del Gruppo.

La tabella che segue sintetizza le consistenze della voce nei periodi in esame:

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
Magazzino gas	11.130	-
Materiali di consumo e ricambi	84.302	80.950
Fondo svalutazione magazzino	(7.271)	(7.073)
Totale	88.161	73.877

Il fondo svalutazione magazzino è stato costituito e si movimenta per tenere conto dell'obsolescenza tecnica e della scarsa movimentazione di alcune giacenze di materiali.

Al 30 giugno 2024 non sono presenti rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

NOTA 13_ATTIVITA' DERIVANTI DA CONTRATTI CON I CLIENTI CORRENTI

Le attività derivanti da contratti con i clienti correnti ammontano a 31.057 migliaia di euro (29.830 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) e si riferiscono principalmente ad attività eseguite al fine di migliorare l'efficienza energetica degli edifici.

NOTA 14_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
Crediti commerciali verso clienti	1.353.143	1.508.293
Crediti commerciali verso joint ventures	129	159
Crediti commerciali verso collegate	43.101	26.372
Crediti commerciali verso soci parti correlate	70.206	48.184
Crediti commerciali verso altre parti correlate	5.978	5.631
Totale crediti commerciali lordi	1.472.557	1.588.639
Fondo svalutazione crediti	(302.201)	(300.532)
Totale	1.170.356	1.288.107

Si segnala che al 30 giugno 2024 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per complessive 15.231 migliaia di euro (71.651 migliaia di euro al 31 dicembre 2023).

Nella tabella seguente è riportata l'esposizione al rischio di credito con riferimento ai crediti commerciali, unitamente alle relative perdite attese (fondo svalutazione crediti), dettagliata per fascia di scaduto:

	migliaia di euro		
	Crediti Commerciali lordi	Fondo Svalutazione Crediti commerciali	Percentuale di perdita media
Non scaduti	907.604	(49.146)	5,4%
Scaduti da 0 a 3 mesi	161.486	(16.077)	10,0%
Scaduti da 3 a 12 mesi	127.129	(68.506)	53,9%
Scaduti oltre 12 mesi	276.338	(168.472)	61,0%
Totale	1.472.557	(302.201)	

Nei crediti non scaduti sono compresi crediti per fatture da emettere per 628.254 migliaia di euro (777.522 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) che includono la stima dei ricavi maturati per le somministrazioni effettuate tra la data dell'ultimo rilevamento del consumo effettivo e la data di fine periodo.

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per fornitura di energia elettrica, gas e calore, per servizi di efficientamento energetico, della filiera ambientale e del Servizio Idrico Integrato.

Crediti verso Collegate e Joint ventures

Si tratta di crediti che il Gruppo vanta verso le proprie collegate e joint ventures, consolidate con il metodo del patrimonio netto. Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato e attinenti ai settori di attività sopraelencati.

Crediti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate si riferiscono a rapporti di natura commerciale condotti a normali condizioni di mercato, attinenti ai settori sopraelencati, con gli enti territoriali proprietari qualificati come parte correlata (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino).

Crediti verso altre parti correlate

Riguardano crediti verso le imprese controllate dagli enti territoriali proprietari (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino) e si riferiscono a normali operazioni commerciali, attinenti ai settori sopraelencati, intrattenute a condizioni di mercato.

Per maggiori dettagli in merito ai rapporti commerciali con entità correlate, si rimanda al capitolo "Informativa sui rapporti con parti correlate" e alla relativa tabella riportata in allegato.

Nella tabella seguente vengono riportati i crediti commerciali lordi suddivisi per settore:

migliaia di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Totale
Non scaduti	216.798	286.793	182.338	221.505	170	907.604
Scaduti da 0 a 3 mesi	23.349	17.784	9.364	110.883	106	161.486
Scaduti da 3 a 12 mesi	26.659	16.730	4.416	79.185	139	127.129
Scaduti oltre 12 mesi	70.660	25.045	8.348	171.553	732	276.338
Totale Crediti Commerciali lordi	337.466	346.352	204.466	583.126	1.147	1.472.557

Escludendo le fatture da emettere, i crediti commerciali lordi per fatture emesse (844.303 migliaia di euro) sono riferiti a clienti retail per 515.927 migliaia di euro, a clienti business per 239.027 migliaia di euro ed a clienti della Pubblica Amministrazione per 89.349 migliaia di euro.

Fondo svalutazione crediti commerciali

Il fondo svalutazione presenta la dinamica riportata nella tabella che segue:

migliaia di euro

	31/12/2023	Accantonamenti del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	30/06/2024
Fondo svalutazione crediti commerciali	300.532	33.961	(32.462)	170	302.201

L'accantonamento del periodo è stato effettuato per adeguare la consistenza del fondo svalutazione crediti all'ammontare delle perdite attese sulla base del modello semplificato previsto dal principio IFRS 9, dove per "perdita" si intende il valore attuale di tutti i futuri mancati incassi, opportunamente integrato per tenere conto delle aspettative future ("forward looking information"). I decrementi del periodo si riferiscono agli utilizzi a fronte di stralci di crediti inesigibili.

Nella tabella seguente viene riportato il fondo svalutazione crediti commerciali suddiviso per settore:

migliaia di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Totale
Non scaduti	(16.171)	(23.780)	(2.735)	(6.447)	(13)	(49.146)
Scaduti da 0 a 3 mesi	(2.028)	(2.269)	(210)	(11.468)	(102)	(16.077)
Scaduti da 3 a 12 mesi	(10.387)	(4.444)	(1.403)	(52.133)	(139)	(68.506)
Scaduti oltre 12 mesi	(57.279)	(17.265)	(5.924)	(87.272)	(732)	(168.472)
Totale Fondo Svalutazione Crediti Commerciali	(85.865)	(47.758)	(10.272)	(157.320)	(986)	(302.201)

NOTA 15_ATTIVITA' PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 12.088 migliaia di euro (18.894 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) e comprendono i crediti verso l'erario per IRES e IRAP.

NOTA 16_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	5.591	30.429
Credito verso Erario per IVA	31.524	49.446
Altri crediti di natura tributaria	44.267	290.508
Crediti tributari entro 12 mesi	81.382	370.383
Crediti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	57.670	52.686
Crediti per certificati verdi	6.026	1.719
Crediti per anticipi a fornitori	23.090	23.313
Altre attività correnti	106.778	75.182
Altre attività correnti	193.564	152.900
Ratei e risconti	40.225	53.233
Totale	315.171	576.516

Si segnala che al 31 dicembre 2023 erano state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per IVA per 11.281 migliaia di euro.

La variazione dei crediti per imposta governativa erariale è dovuta alle dinamiche dei versamenti in acconto e in saldo che sono influenzate dai volumi di fatturazione del periodo di competenza e dell'esercizio precedente.

Gli altri crediti di natura tributaria includono per 23.467 migliaia di euro crediti per le detrazioni su lavori eseguiti al fine di migliorare l'efficienza energetica degli edifici (ecobonus). A partire dall'esercizio 2021 tali crediti vengono esposti nelle attività correnti, in quanto il modello di business prevede che l'attività finanziaria sia realizzata mediante la cessione a intermediari finanziari. Il decremento rispetto al 31 dicembre 2023 pari a 238.514 migliaia di euro è riconducibile alle cessioni effettuate nel corso del primo semestre 2024.

Iren, nel settembre 2019, ha esercitato l'opzione per la costituzione del Gruppo IVA cui l'Agenzia delle Entrate ha attribuito un nuovo numero di Partita IVA con efficacia dal 1° gennaio 2020. Le società che partecipano al Gruppo IVA 2024, oltre alla capogruppo Iren S.p.A., sono le seguenti: Iren Energia S.p.A., IRETI S.p.A. (con l'incorporata Società dell'Acqua Potabile), Iren Mercato S.p.A., Iren Ambiente S.p.A. (con l'incorporata Borgo Ambiente), AMIAT S.p.A, Iren Smart Solutions S.p.A., Iren Acqua Tigullio S.p.A., Iren Acqua S.p.A. Iren Laboratori S.p.A., Bonifica Autocisterne S.r.l., ASM Vercelli S.p.A., Atena Trading S.r.l., ACAM Ambiente S.p.A., ACAM Acque S.p.A., ReCos S.p.A., Alfa Solutions S.p.A., TRM S.p.A, San Germano S.p.A., Maira S.p.A., Formaira S.r.l., Territorio e Risorse S.r.l. e Rigenera Materiali S.r.l. , Bonifiche Servizi Ambientali s.r.l., Uniproject S.r.l., Manduriamambiente Spa, Iren Ambiente Toscana S.p.A., TB S.p.A., Futura S.p.A., I Blu S.r.l., Iren Ambiente Parma S.r.l., Iren Ambiente Piacenza S.r.l., Asti Energia e Calore S.p.A, IRETI Gas Spa (dalla scissione di Ireti), Sei Toscana Spa, Valdarno Srl, Iren Green Generation Tech Spa (e le incorporate Solleone Energia, Palo Energia, Traversa Energia, Piano Energia), Valle Dora S.r.l., Dogliani Energia S.r.l., Alegas S.r.l., LAB 231 S.r.l..

L'incremento della voce Altre attività correnti è riconducibile principalmente ai depositi versati per l'operatività sui mercati regolamentati per lo scambio a termine dei diritti di emissione di CO₂ (Emission Trading System) e ai crediti per contributi in conto impianti da incassare.

In relazione ai crediti verso la Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), si segnala che una quota degli importi esposti potrebbe non essere esigibile entro i 12 mesi successivi.

NOTA 17_ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
Crediti finanziari verso joint venture	240	
Crediti finanziari verso collegate	3.658	2.603
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	5.512	5.615
Crediti finanziari verso altri	581.434	194.927
Attività per strumenti derivati correnti	32.667	39.039
Totale	623.511	242.184

La scadenza di tutti i crediti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali crediti approssima il loro *fair value* in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

Crediti finanziari verso joint venture

La voce si riferisce a crediti verso Nuova Sirio.

Crediti finanziari verso collegate

La voce si riferisce principalmente a finanziamenti verso BI Energia (1.065 migliaia di euro) e STU Reggiane (494 migliaia di euro). La restante parte riguarda essenzialmente crediti per dividendi da incassare.

Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate

Riguardano crediti verso il Comune di Torino, sui quali maturano interessi a favore del Gruppo, ammontano a 5.512 migliaia di euro (5.615 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) e sono relativi ai rapporti tra le controllate AMIAT e Iren Smart Solutions e il Comune di Torino.

Per il dettaglio della posizione creditoria complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino si rimanda alla nota 8 "Attività finanziarie non correnti".

Crediti finanziari verso altri

La voce si riferisce per 500.000 migliaia di euro a depositi sui quali maturano interessi con scadenza entro fine 2024. Tali strumenti sono stati finalizzati con controparti bancarie e stipulati a seguito dell'incasso relativo all'emissione del bond da 500 milioni effettuata a gennaio 2024 e saranno utilizzati per il rimborso del Bond in scadenza a novembre 2024. La voce accoglie inoltre i conti correnti vincolati della controllata TRM S.p.A. derivanti dal contratto di finanziamento che prevede di vincolare gli importi a servizio della rata in scadenza, degli oneri inerenti alle compensazioni ambientali e delle manutenzioni straordinarie dell'impianto di termovalorizzazione (36.603 migliaia di euro). La restante parte si riferisce a crediti derivanti dall'applicazione del modello dell'attività finanziaria previsto dall'IFRIC 12 al servizio di depurazione acque acquisito nel territorio marchigiano, a ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria e a crediti per leasing finanziari.

Attività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* positivo dei contratti derivati sulle commodities.

NOTA 18_DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

La voce disponibilità liquide e mezzi equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
Depositi bancari e postali	568.867	435.876
Denaro e valori in cassa	229	258
Totale	569.096	436.134

Le disponibilità liquide sono rappresentate dalle disponibilità in essere su depositi bancari e postali. Il Gruppo non dispone di mezzi equivalenti a disponibilità liquide, intesi come impieghi finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e soggetti ad un irrilevante rischio di variazione. Per un dettaglio della movimentazione avvenuta nel periodo in esame si rinvia al prospetto del Rendiconto Finanziario.

NOTA 19_ATTIVITÀ POSSEDUTE PER LA VENDITA

Le attività possedute per la vendita sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il *fair value* al netto dei costi di vendita e ammontano a 1.144 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2023). La voce si riferisce:

- per 986 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2023) alle attività nette inerenti alle concessioni del servizio idrico integrato di quattro comuni della provincia di Alessandria e due comuni della Valle d'Aosta per le quali è in corso di definizione il subentro del nuovo gestore;
- per 158 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2023) alla società collegata Piana Ambiente.

Inoltre, tra le attività destinate ad essere cedute è presente la partecipazione in Fata Morgana già completamente svalutata in periodi precedenti.

PASSIVO

NOTA 20_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
Capitale sociale	1.300.931	1.300.931
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	1.364.984	1.250.525
Risultato netto del periodo	145.178	254.753
Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti	2.811.093	2.806.209
Capitale e riserve attribuibili alle minoranze	422.356	422.860
Utile (perdita) attribuibile alle minoranze	22.274	15.225
Totale patrimonio netto consolidato	3.255.723	3.244.294

Capitale sociale

Il capitale sociale, invariato rispetto al 31 dicembre 2023, ammonta a 1.300.931.377 euro, interamente versati, e si compone di 1.300.931.377 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Nel corso degli esercizi 2020 e 2021, a seguito delle relative delibere assembleari, la Società ha acquistato azioni proprie per complessive n. 17.855.645 azioni per un corrispettivo complessivo di 38.690 migliaia di euro esposto a riduzione del patrimonio netto all'interno della voce "Riserve e Utili (Perdite) a nuovo".

Riserve e Utili (Perdite) a nuovo

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
Azioni proprie	(38.691)	(38.691)
Riserva sovrapprezzo azioni	133.019	133.019
Riserva legale	119.707	111.093
Riserva copertura flussi finanziari	24.380	12.758
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	1.126.569	1.032.346
Totale riserve	1.364.984	1.250.525

Riserva coperture di flussi finanziari

La variazione del fair value dei contratti derivati designati come strumenti di copertura efficaci viene contabilizzata in bilancio con contropartita direttamente a patrimonio netto nella riserva di copertura di flussi finanziari. Tali contratti sono stati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile e al rischio della variazione dei prezzi nei contratti di acquisto di energia elettrica e gas.

Altre riserve e Utile (perdite) accumulate

Sono composte principalmente dall'avanzo generato dalla fusione per incorporazione di AMGA in AEM Torino e successivamente di Enia in Iride, da utili e perdite portati a nuovo, dalla riserva che accoglie gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione dei benefici ai dipendenti successivi al rapporto di lavoro.

Nel corso del 2024 sono variate principalmente per il riporto a nuovo degli utili dell'esercizio 2023 non distribuiti (93.710 migliaia di euro).

Dividendi

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Iren S.p.A. ha approvato in data 27 giugno 2024 il Bilancio d'Esercizio al 31 dicembre 2023 della Società e la Relazione sulla Gestione, e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,1188 euro per azione ordinaria, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione. Il dividendo è stato posto in pagamento a partire dal giorno 24 luglio 2024, contro stacco cedola il 22 luglio 2024. Alla data di stacco cedola le azioni in circolazione sono pari a n. 1.283.075.732 e di conseguenza l'ammontare complessivo dei dividendi distribuiti è stato pari a euro 152.429.396,96.

Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto.

GESTIONE DEL CAPITALE

Le politiche di gestione del capitale del Consiglio di Amministrazione prevedono il mantenimento di un livello elevato di capitale proprio al fine di mantenere un rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività.

Il Consiglio di Amministrazione monitora il rendimento del capitale ed il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni e ha l'obiettivo di mantenere un equilibrio tra l'ottenimento di maggiori rendimenti tramite il ricorso ad indebitamento e i vantaggi e la sicurezza offerti da una solida situazione patrimoniale.

PASSIVITA' NON CORRENTI

NOTA 21_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente 4.515.009 migliaia di euro (4.048.316 migliaia di euro al 31 dicembre 2023).

Obbligazioni

Ammontano a 3.020.759 migliaia di euro, con scadenza oltre 12 mesi (2.522.470 migliaia di euro al 31 dicembre 2023). La voce è costituita da posizioni riferite ad emissioni di Public e Private Bond, contabilizzate a costo ammortizzato, a fronte di un complessivo importo nominale in circolazione al 31 dicembre 2023 di 3.050.000 migliaia di euro (2.550.000 al 31 dicembre 2023). Di seguito il dettaglio dei Bond con scadenza oltre 12 mesi:

- Green Bond scadenza ottobre 2027, cedola 1,5%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 496.463 migliaia di euro);
- Green Bond scadenza settembre 2025, cedola 1,95%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 498.801 migliaia di euro);
- Green Bond scadenza ottobre 2029, cedola 0,875%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 497.062 migliaia di euro);
- Bond scadenza luglio 2030, cedola 1%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 493.367 migliaia di euro);
- Green Bond scadenza gennaio 2031, cedola 0,25%, importo 500 milioni di euro, comprensivi dell'emissione TAP di ottobre 2021, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 489.738 migliaia di euro)
- Green Private Placement scadenza agosto 2028, cedola 2,85%, importo 50 milioni di euro, emesso ad agosto 2022, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 49.664 migliaia di euro);
- Green Bond emesso a gennaio 2024, scadenza luglio 2032, cedola 3,875%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 495.663 migliaia di euro).

I prestiti obbligazionari sono stati sottoscritti da investitori istituzionali italiani ed esteri, sono quotati alla Borsa Irlandese ed è loro attribuito rating Fitch e S&P.

La variazione del complessivo valore contabile rispetto al 31 dicembre 2023 è dovuta all'emissione del nuovo Green Bond emesso a gennaio e all'imputazione degli oneri finanziari di competenza, calcolati sulla base del metodo del costo ammortizzato.

Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito

Si tratta della quota con scadenza oltre 12 mesi dei mutui/linee di finanziamento a medio lungo termine concessi dagli istituti finanziari, che ammontano a 1.425.064 migliaia di euro (1.438.566 migliaia di euro al 31 dicembre 2023). I finanziamenti a medio lungo termine possono essere analizzati per regime di tasso (con le rispettive

indicazioni di tasso minimo e tasso massimo applicati) e per scadenza (riferita alla quota oltre 12 mesi), come illustrato nella tabella che segue:

migliaia di euro

	a tasso fisso	a tasso variabile	TOTALE
tasso min/max	n.a.	4,049% - 5,183%	
periodo di scadenza	2025-2031	2025-2039	
1.7.2025 – 30.6.2026	476	75.891	76.367
1.7.2026 – 30.6.2027	476	83.756	84.232
1.7.2027 – 30.6.2028	476	501.682	502.158
1.7.2028 – 30.6.2029	476	352.771	353.247
Successivi	937	408.123	409.060
Totale debiti oltre 12 mesi al 30/6/2024	2.841	1.422.223	1.425.064
Totale debiti oltre 12 mesi al 31/12/2023	-	1.438.566	1.438.566

I finanziamenti sono tutti denominati in euro.

Le movimentazioni dei finanziamenti a medio lungo termine avvenute nel corso dell'esercizio sono qui di seguito riepilogate:

migliaia di euro

	31/12/2023					30/6/2024
	Totale debiti oltre 12 mesi	Incrementi	Variazione area consolidamento	Riduzioni	Variazione costo ammortizzato	Totale debiti oltre 12 mesi
- a tasso fisso	-		3.450	(595)	(14)	2.841
- a tasso variabile	1.438.566		24.955	(41.625)	327	1.422.223
TOTALE	1.438.566		28.405	(42.220)	313	1.425.064

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 30 giugno 2024 risulta in riduzione rispetto al 31 dicembre 2023, per l'effetto combinato di:

- incremento per 28.405 migliaia di euro di finanziamenti a medio-lungo termine in capo a Società entrate nel perimetro di consolidamento del Gruppo;
- riduzione per 42.220 migliaia di euro per la classificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- aumento per 313 migliaia di euro per la contabilizzazione al costo ammortizzato dei finanziamenti.

Altre passività finanziarie

Ammontano a 69.186 migliaia di euro (87.280 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) e si riferiscono:

- per 15.091 migliaia di euro (32.891 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) al *fair value* dei contratti derivati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile e del prezzo delle commodities (per il commento si rinvia al paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo");
- Per 48.988 migliaia di euro (47.696 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) a debiti per contratti di leasing;
- per 3.324 migliaia di euro (1.077 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) al fair value delle opzioni di vendita attribuite ai soci di minoranza sulle proprie quote partecipative. Tale voce si riferisce all'opzione di vendita

della partecipazione di minoranza in ReMat, pari al 5,23% del capitale sociale per 494 migliaia di euro e all'opzione di vendita della partecipazione di minoranza in Nord Ovest Servizi S.p.A., pari al 25% del capitale sociale per 2.830 migliaia di euro.

- per 1.776 migliaia di euro (5.396 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) a debiti finanziari minori verso altri.

NOTA 22_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso del primo semestre 2024 hanno avuto la seguente movimentazione:

	31/12/2023	Variazione area di consolidamento	Erogazioni del periodo	Obbligazioni maturate nel periodo	Oneri finanziari	migliaia di euro 30/06/2024
Trattamento di fine rapporto	77.691	239	(5.122)	447	1.112	74.367
Mensilità aggiuntive (premio anzianità)	3.083	-	(230)	46	47	2.946
Premio fedeltà	2.099	-	(36)	39	29	2.131
Agevolazioni tariffarie	3.108	-	(80)	-	35	3.063
Fondo premungas	1.348	-	(171)	-	27	1.204
Totale	87.329	239	(5.639)	532	1.250	83.711

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del primo semestre 2024 relativi alla società Siena Ambiente.

Le agevolazioni tariffarie includono benefici relativi alla fornitura di gas naturale a uso domestico. Lo "Sconto energia" riconosciuto fino al 30 settembre 2017 ai dipendenti in servizio, a seguito della sottoscrizione di specifici accordi con le parti sindacali, è stato convertito in altre forme di trattamento a favore dei dipendenti. Lo "Sconto energia" riconosciuto fino al 30 settembre 2017 ai dipendenti in stato di quiescenza è stato revocato unilateralmente e sostituito da somme una tantum comprese nel fondo benefici ex dipendenti.

Ipotesi attuariali

La valutazione delle passività esposte in precedenza è effettuata da attuari indipendenti. Si sottolinea che la passività relativa ai programmi a benefici definiti, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici.

Allo scopo di definire l'ammontare del valore attuale delle obbligazioni si è proceduto alla stima delle future prestazioni che, sulla base di ipotesi evolutive connesse sia allo sviluppo numerico della collettività, sia allo sviluppo retributivo, saranno erogate a favore di ciascun dipendente nel caso di prosecuzione dell'attività lavorativa, pensionamento, decesso, dimissioni o richiesta di anticipazione.

Ai fini della scelta del tasso di sconto adottato nelle valutazioni previste dallo IAS 19, sono stati considerati i seguenti elementi:

- mercato dei titoli di riferimento;
- data di riferimento delle valutazioni;
- durata media prevista delle passività in esame.

La durata media residua delle passività è stata ottenuta come media ponderata delle durate medie residue delle passività relative a tutti i benefici e a tutte le Società del Gruppo.

Le ipotesi di natura economico-finanziaria adottate per le elaborazioni sono le seguenti:

Tasso annuo di attualizzazione	3,15%-3,17%
Tasso annuo di inflazione	2,00%
Tasso annuo incremento TFR	3,00%

NOTA 23_FONDI PER RISCHI ED ONERI

La voce ammonta a 418.164 migliaia di euro (404.882 migliaia di euro al 31 dicembre 2023). Il dettaglio è esposto nella seguente tabella e si riferisce sia alla quota corrente che alla quota non corrente:

	31/12/2023	Incrementi	Decrementi	(Proventi) oneri da attualiz- zazione	Variazione area di consolida- mento	30/06/2024	importi in euro Quota non corrente
Fondo ripristino beni di terzi	186.037	990	-	293	-	187.320	187.320
Fondi post mortem	66.475	431	(3.647)	35	15.023	78.317	72.204
Fondo smantellamento e bonifica area	48.287	122	(641)	625	-	48.393	48.350
Fondo oneri esodo personale	11.461	-	(38)	21	-	11.444	10.231
Obbligo annullamento ETS	229.419	75.974	(49.427)	-	-	255.966	-
Altri fondi per rischi ed oneri	195.085	3.983	(14.928)	-	995	185.135	100.059
TOTALE	736.764	81.500	(68.681)	974	16.018	766.575	418.164

Nel caso in cui l'effetto dell'attualizzazione del valore del denaro sia significativo, i fondi vengono attualizzati utilizzando un tasso di sconto ante imposte che, in base al periodo temporale previsto per i flussi finanziari futuri, non supera il 4,6%.

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del primo semestre 2024 relativi alla società Sienambiente.

Fondo ripristino beni di terzi

Il fondo ripristino beni di terzi si riferisce alla passività che, in caso di riassegnazione a terzi delle concessioni del servizio idrico relativo agli ATO di Parma, Piacenza e Reggio Emilia, verrà dedotta dal corrispettivo che dovrà essere versato al Gruppo dal nuovo gestore entrante. Tale passività viene stimata in funzione dell'ammortamento del complesso dei beni e delle dotazioni afferenti il suddetto ciclo idrico integrato effettuato dalle tre società patrimoniali di proprietà interamente pubblica alle quali sono stati conferiti tali beni, come previsto dall'art. 113, comma 13 del T.U.E.L. Tale complesso di beni viene utilizzato per svolgere il servizio idrico a fronte della corresponsione di un canone e con l'impegno contrattuale a costituire il suddetto fondo.

Fondi post mortem

Si tratta principalmente di fondi costituiti per oneri futuri di recupero ambientale degli impianti ad interrimento controllato e che comprendono anche i costi della gestione post-operativa fino alla completa riconversione "a verde" delle aree interessate. Tali fondi sono supportati da apposite perizie periodicamente aggiornate al fine di adeguare i fondi esistenti alla stima dei costi futuri da sostenere. I decrementi si riferiscono, appunto, agli utilizzi a fronte di costi sostenuti nella fase di post-esercizio fino alla completa mineralizzazione del rifiuto, nonché alla riconversione delle aree dei bacini interessati a discarica.

Fondo smantellamento e bonifica area

Il "Fondo smantellamento e bonifica area" rappresenta la stima degli oneri legati al futuro smantellamento degli impianti di termovalorizzazione e, in misura minore, dei parchi fotovoltaici del Gruppo.

Fondo oneri esodo personale

Il fondo si riferisce agli oneri legati all'esodo di una parte del personale dipendente che prevede l'accompagnamento incentivato alla pensione di una parte dei dipendenti occupati, mediante adesioni su base volontaria tra i lavoratori del Gruppo potenzialmente interessati. L'operazione si iscrive in un più ampio quadro di riequilibrio professionale e demografico del personale del Gruppo Iren, a fronte di un piano di inserimento di giovani.

L'incentivazione, a totale carico del Gruppo Iren (in applicazione dell'art. 4 della legge 92/2012), consentirà al personale in possesso dei requisiti di legge di andare in pensione in via anticipata rispetto alla data di maturazione.

Lo stanziamento rappresenta la stima della corresponsione a favore dei dipendenti interessati al Piano, tramite Istituto Previdenziale, di una prestazione di importo pari al trattamento di pensione che spetterebbe in base alle regole vigenti (c.d. isopensione) con versamento all'Istituto Previdenziale della contribuzione fino al raggiungimento dei requisiti minimi per il pensionamento (in conformità alla citata legge 92/2012), ed una somma, per ognuno degli interessati, a titolo di una tantum come incentivazione.

Obbligo annullamento ETS

La voce si riferisce agli obblighi legati ai diritti di emissione di anidride carbonica secondo l'Emission Trading Scheme. L'incremento riguarda la stima dei costi, osservabili in base alle quotazioni di mercato alla chiusura del periodo, relativi ai diritti ancora da acquisire per adempiere, secondo le tempistiche previste, all'obbligo dello stesso periodo. I decrementi si riferiscono all'acquisto di titoli afferenti all'obbligo dell'esercizio precedente e all'adeguamento del fondo stanziato per tale obbligo, a fronte dell'aggiornamento del valore unitario dei titoli ancora da acquistare sulla base delle quotazioni di mercato al termine del periodo.

Altri fondi per rischi e oneri

L'ammontare del fondo si riferisce principalmente ai rischi probabili di maggiori oneri afferenti ai business del Gruppo, all'onere relativo al meccanismo di compensazione a due vie dei prezzi dell'energia elettrica ex-DL Sostegni Ter, alla stima dell'IMU da versare sul valore degli impianti delle centrali calcolata come previsto dal DL n. 44/2005, agli oneri per compensazioni ambientali, a rischi di natura regolatoria e a probabili oneri inerenti contenziosi vari.

Nel corso del primo semestre 2024 sono stati effettuati rilasci per 8.473 migliaia di euro, relativi principalmente al venir meno di onerosità probabili e al risolversi di contenziosi vari, anche di natura regolatoria, per i quali non sussiste più la necessità di mantenere in essere i relativi fondi.

La parte corrente riferita ai fondi sopra descritti è esposta nella voce "fondi quota corrente" (nota 31).

NOTA 24_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 140.898 migliaia di euro (130.532 migliaia di euro al 31 dicembre 2023), sono dovute alle differenze temporanee tra il valore contabile e quello fiscale di attività e passività iscritte in bilancio.

Si segnala inoltre che le imposte differite sono state calcolate applicando le aliquote previste nel momento in cui le differenze temporanee si riverseranno.

NOTA 25_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	30/06/2024	31/12/2023
Debiti oltre 12 mesi	55.846	59.570
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	530.134	518.414
Ratei e risconti passivi non correnti	4.129	3.860
Totale	590.109	581.844

La voce "Debiti oltre 12 mesi" si riferisce principalmente ad anticipi versati da utenti a garanzia sulla fornitura di acqua, oltre che a debiti verso GSE per un contenzioso con AEEG (Scarlino Energia) e a debiti di natura tributaria per imposte sostitutive da versare oltre i 12 mesi dalla data del bilancio.

Tra i risconti passivi per contributi in conto impianti quota non corrente sono compresi gli importi relativi ai contributi di allacciamento per un importo pari a 205.922 migliaia di euro e alla componente Fo.N.I. (Fondo Nuovi Investimenti), per un importo pari a 80.417 migliaia di euro, prevista dal metodo tariffario del Servizio Idrico Integrato che si riverseranno a conto economico oltre i 12 mesi dalla data di bilancio. La quota che verrà riversata a conto economico nei 12 mesi successivi alla data di bilancio ammonta rispettivamente a 9.168 e 2.449 migliaia

di euro e viene esposta nella voce “Debiti vari e altre passività correnti tra i risconti passivi” per contributi c/impianto.

PASSIVITA' CORRENTI

NOTA 26_PASSIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

Le passività finanziarie a breve termine sono così suddivise:

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
Obbligazioni	499.680	499.220
Debiti verso istituti di credito	106.475	91.927
Debiti finanziari verso società collegate	1.330	231
Debiti finanziari verso soci parti correlate	6.068	14.750
Debiti finanziari verso altre parti correlate	6	7
Debiti finanziari per leasing	15.358	14.686
Debiti finanziari verso altri	172.627	32.410
Passività per strumenti derivati correnti	91.377	82.462
Totale	892.921	735.693

Obbligazioni

Si tratta del Bond con scadenza novembre 2024, cedola 0,875%, emesso per un importo pari a 500 milioni di euro, interamente in circolazione. Il valore contabile è esposto a costo ammortizzato per 499.680 migliaia di euro (499.220 migliaia di euro al 31 dicembre 2023).

Debiti finanziari verso istituti di credito

I debiti verso istituti di credito a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
Mutui – quota a breve	75.121	68.722
Altri debiti verso banche a breve	37	9.404
Ratei e risconti passivi finanziari	31.317	13.801
Totale	106.475	91.927

Debiti finanziari verso collegate

Si riferiscono principalmente ai debiti verso la società ARCA per 448 migliaia di euro e Arienes per 881 migliaia di euro.

Debiti finanziari verso soci parti correlate

Si riferiscono a dividendi della società TRM ancora da liquidare al socio Comune di Torino.

Debiti finanziari verso altri

Ammontano a 172.627 migliaia di euro (32.410 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) e si riferiscono principalmente alla valutazione al fair value dell'opzione di vendita della partecipazione di minoranza in IBLU S.r.l.

(4.026 migliaia di euro), pari al 20% del capitale sociale, ai debiti verso factor (9.487 migliaia di euro) e ai debiti per i dividendi deliberati, ma non ancora liquidati al 30 giugno 2024 (159.995 migliaia di euro).

Passività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* dei contratti derivati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei prezzi delle commodities.

NOTA 27_DEBITI COMMERCIALI

La scadenza di tutti i debiti commerciali non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
Debiti verso fornitori	1.097.254	1.528.864
Debiti commerciali verso joint venture	(2)	(2)
Debiti commerciali verso collegate	7.449	18.897
Debiti commerciali verso soci parti correlate	10.150	6.772
Debiti commerciali verso altre parti correlate	6.730	6.948
Acconti esigibili entro 12 mesi	8.200	15.498
Depositi cauzionali entro 12 mesi	5.251	4.860
Debiti verso clienti per rimborsi entro 12 mesi	49.726	52.883
Totale	1.184.758	1.634.720

I debiti verso clienti per rimborsi entro 12 mesi si riferiscono alla passività iscritta nei confronti degli utenti aventi diritto alla restituzione della tariffa di depurazione del Servizio idrico integrato a seguito della Sentenza della Cassazione del 14 luglio 2023, che ha stabilito la non debenza della tariffa stessa da parte delle utenze nei cui confronti non viene fornito un trattamento secondario di depurazione.

NOTA 28_PASSIVITA' DERIVANTI DA CONTRATTI CON I CLIENTI

La voce ammonta a 17.029 migliaia di euro (79.642 migliaia di euro al 31 dicembre 2023), ed è riferita alle somme versate dai clienti a titolo di acconto per la vendita di energia elettrica e per gli interventi, non ancora completati, di efficientamento energetico degli edifici.

NOTA 29_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
Debito per IVA	3.844	586
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	22.640	29
Debiti per IRPEF	1.277	1.539
Altri debiti tributari	36.404	31.922
Debiti tributari entro 12 mesi	64.165	34.076
Debiti verso dipendenti	75.271	67.243
Debiti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	107.241	66.047
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	30.966	32.624
Altre passività correnti	98.746	104.135
Altri debiti entro 12 mesi	312.224	270.049
Ratei e Risconti passivi	27.364	29.057
Totale	403.753	333.182

La variazione dei debiti per imposta governativa erariale è dovuto alle dinamiche dei versamenti in acconto e in saldo che sono influenzate dai volumi di fatturazione dell'esercizio di competenza e dell'esercizio precedente.

La variazione dei debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali del periodo è legato alle stime di perequazione passiva di energia elettrica e gas.

Le altre passività correnti si riferiscono principalmente alle stime di costo per gli obblighi relativi ai titoli di efficienza energetica, ai debiti per componenti tariffarie della distribuzione elettrica da versare al GSE, ai debiti per canoni di depurazione, ai debiti per canone RAI riscosso in bolletta.

NOTA 30_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La voce "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 145.739 migliaia di euro (80.437 migliaia di euro al 31 dicembre 2023), è composta da debiti IRES e IRAP che includono la stima delle imposte dell'esercizio corrente.

NOTA 31_FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 348.411 migliaia di euro (331.881 migliaia di euro al 31 dicembre 2023) e si riferisce alla quota a breve dei fondi, così suddivisa:

- fondo smantellamento e bonifica area e fondi post-mortem per 6.156 migliaia di euro;
- fondo oneri esodo personale per 1.213 migliaia di euro;
- fondo oneri relativi all'obbligo di annullamento delle quote di emissione ETS per 255.966 migliaia di euro;
- altri fondi rischi per 85.076 migliaia di euro.

Per maggiori dettagli sulla composizione e movimentazione dei fondi per rischi ed oneri si rimanda alla nota 23.

NOTA 32_PASSIVITA' CORRELATE AD ATTIVITA' POSSEDUTE PER LA VENDITA

Non sono presenti passività correlate ad attività possedute per la vendita al 30 giugno 2024.

POSIZIONE FINANZIARIA

L'indebitamento finanziario netto, calcolato come differenza tra i debiti finanziari a breve, medio e lungo termine e le attività finanziarie a breve, medio e lungo termine, è composto come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(140.652)	(128.937)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	4.512.010	4.048.104
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	4.371.358	3.919.167
Attività finanziarie a breve termine	(1.159.940)	(639.279)
Indebitamento finanziario a breve termine	801.544	653.231
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(358.396)	13.952
Indebitamento finanziario netto	4.012.962	3.933.119

Si specifica che, nel calcolo dell'Indebitamento finanziario netto, dai debiti finanziari a breve, medio e lungo termine e dalle attività finanziarie a breve, medio e lungo termine viene escluso il fair value dei derivati su commodity.

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 33.608 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino e per 4.721 migliaia di euro a crediti verso società collegate.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 5.514 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino e per 3.898 migliaia di euro a crediti verso società collegate e joint venture.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 6.068 migliaia di euro a debiti verso i soci parti correlate (per dividendi), per 1.330 migliaia di euro a debiti verso società collegate e per 6 migliaia di euro a debiti verso altre parti correlate.

Si riporta di seguito la posizione finanziaria netta secondo la struttura proposta dall'ESMA nel documento del 4 marzo 2021 *Orientamenti in materia di obblighi di informativa ai sensi del regolamento sul prospetto* e recepita da parte di Consob con il *Richiamo di attenzione n. 5/21 del 29 aprile 2021*.

	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
A. Disponibilità liquide	(569.096)	(436.134)
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	(520.040)	(13.030)
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(1.089.136)	(449.164)
E. Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	211.385	70.603
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	590.159	582.628
G. Indebitamento finanziario corrente (E + F)	801.544	653.231
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G - D)	(287.592)	204.067
I. Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	1.491.251	1.525.624
J. Strumenti di debito	3.020.759	2.522.470
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
L. Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)	4.512.010	4.048.094
M. Totale indebitamento finanziario (H + L)	4.224.418	4.252.161

Tra gli allegati del bilancio consolidato viene riportato il prospetto di riconciliazione tra il “Totale indebitamento finanziario”, calcolato secondo la struttura proposta dall’ESMA, e l’”indebitamento finanziario netto” calcolato secondo la policy del Gruppo Iren e riportato all’inizio del presente paragrafo.

Nella tabella seguente viene riportata la movimentazione dell’esercizio delle passività finanziarie correnti e non correnti.

	migliaia di euro
Passività finanziari correnti e non correnti 31.12.2023	4.701.335
Variazioni monetarie come riportato nel rendiconto finanziario	
Sottoscrizione di finanziamenti a medio lungo termine	500.000
Rimborso di finanziamenti a medio lungo termine	(43.846)
Rimborso debiti finanziari per leasing	-
Variazione altri debiti finanziari	(18.529)
Interessi pagati	(52.111)
Dividendi pagati	37.323
Variazioni non monetarie	-
Passività acquisite a seguito di variazione area di consolidamento	35.969
Nuovi contratti di leasing finanziari	4.447
Variazione di fair value strumenti derivati	(18.875)
Interessi e altri oneri finanziari di competenza	63.803
Dividendi deliberati	104.038
Passività finanziari correnti e non correnti 30.06.2024	5.313.554

X. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

I commenti e le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

Il conto economico consolidato del Gruppo a partire dal 1° gennaio 2024 accoglie le grandezze economiche della società Siena Ambiente; i risultati economici del primo semestre 2024 sono quindi influenzati dall'inclusione di tali grandezze nel perimetro di consolidamento.

Sempre ai fini di una corretta analisi del conto economico, si segnala inoltre che le voci comprendono, lungo l'intero arco temporale in oggetto, i risultati delle società Romeo 2, Amter e Acquaenna acquisite nel corso del primo semestre 2023.

NOTA 33_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 2.637.373 migliaia di euro (3.103.488 migliaia di euro nel primo semestre 2023) e viene dettagliata nella seguente tabella.

	migliaia di euro	
	I Semestre 2024	I Semestre 2023
Ricavi energia elettrica	988.130	1.233.364
Ricavi calore	119.135	148.878
Ricavi gas	474.759	538.611
Ricavi servizio idrico integrato	282.201	242.371
Ricavi raccolta e smaltimento rifiuti	488.554	463.364
Ricavi per servizi di costruzione di beni in concessione	113.085	87.281
Ricavi per altri servizi	171.509	389.619
Totale	2.637.373	3.103.488

Nella tabella seguente viene riportata la riconciliazione tra la voce Ricavi per beni e servizi e l'informativa per settori di attività riportata al successivo capitolo XII. Analisi per settori di attività.

	migliaia di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Elisioni	Totale
Ricavi per Beni e servizi	543.017	567.171	820.048	1.512.476	13.506	(818.845)	2.637.373
Altri ricavi	77.636	49.138	57.353	43.291	4.464	(171.645)	60.237
Totale	620.653	616.309	877.401	1.555.767	17.970	(990.490)	2.697.610

Nella tabella sottostante viene riportato il dettaglio dei ricavi per beni e servizi suddiviso per settori di attività.

	migliaia di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Elisioni	Totale
Ricavi energia elettrica	76.995	29.203	604.455	715.983	-	(438.506)	988.130
Ricavi teleriscaldamento	-	5.187	126.118	-	-	(12.170)	119.135
Ricavi gas	65.623	1.324	-	766.569	-	(358.757)	474.759
Ricavi servizio idrico integrato	276.959	1.881	-	-	-	3.361	282.201
Ricavi igiene ambientale	15	493.381	-	-	-	(4.842)	488.554
Ricavi servizi di costruzione di beni in concessione - IFRIC 12	110.141	2.275	669	-	-	-	113.085
Ricavi altri servizi	13.284	33.920	88.806	29.924	13.506	(7.931)	171.509
Totale Ricavi per beni e servizi	543.017	567.171	820.048	1.512.476	13.506	(818.845)	2.637.373

Di seguito viene descritta la natura e il momento in cui le *performance obligation* contenute nei contratti con i clienti sono adempiute:

Vendita e distribuzione di energia elettrica e gas e vendita calore ai clienti finali

I contratti di vendita di vettori energetici ai clienti finali ricomprendono corrispettivi che attengono sia alla vendita che alla distribuzione delle relative commodities, individuate come un'unica *performance obligation* indistinta. Tale obbligazione è adempiuta all'atto dell'erogazione presso il punto di riconsegna o sottostazione di scambio termico.

Tali contratti attengono a forniture a carattere continuativo, che implicano l'adempimento delle relative obbligazioni in una logica *over time*, dato che il cliente finale beneficia, ripetutamente nel corso del tempo, di singole unità di *commodity* fra loro omogenee.

I ricavi in oggetto comprendono la stima delle erogazioni effettuate, ma non ancora fatturate. Tale stima è fondata sul profilo di consumo storico del cliente, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possano influire sui consumi stessi.

In tale contesto, i ricavi del servizio di distribuzione di energia elettrica e gas, fornito mediante le reti del Gruppo a venditori terzi, vengono iscritti sulla base delle tariffe determinate dalle competenti Autorità per riflettere la retribuzione riconosciuta a fronte degli investimenti effettuati, tenendo conto dei meccanismi perequativi previsti. Anch'essi fanno riferimento a prestazioni volte a adempiere le relative obbligazioni su base continuativa, in un'ottica di continuità del servizio erogato propria dei business a rete.

Servizio Idrico Integrato

Analogamente agli altri business a rete sopracitati, i servizi di acquedotto (captazione, potabilizzazione, sollevamento e distribuzione), fognatura e depurazione dei reflui attengono a obbligazioni adempiute nel corso del tempo. Anch'essi vengono iscritti sulla base delle tariffe determinate dalle competenti autorità per riflettere la retribuzione riconosciuta a fronte degli investimenti effettuati.

Ricavi igiene ambientale

I ricavi generati dalla filiera ambientale attengono essenzialmente:

- alla raccolta e all'igiene urbana, in cui le obbligazioni di fare vengono adempiute continuativamente nel corso del tempo sulla base degli affidamenti in essere;
- al trattamento dei rifiuti urbani e speciali, incluso il loro smaltimento e valorizzazione. In merito, il Gruppo valuta le relative prestazioni come fornite nel corso del tempo, in particolare con riferimento allo smaltimento continuativo di unità di rifiuti fra loro omogenee, anche nell'ambito delle convenzioni in essere con le competenti autorità.

Si segnala inoltre che in tale contesto sono presenti, in misura residuale, prestazioni fornite puntualmente e attinenti a obbligazioni emergenti ad evento (es. il servizio di sgombero neve).

Ricavi altri servizi

I ricavi ricompresi in tale voce fanno riferimento in particolare:

- alle prestazioni attinenti alla gestione dei servizi energetici, incluso il servizio di manutenzione, e alle commesse di efficientamento energetico di impianti ed edifici. Entrambe fanno riferimento a obbligazioni adempiute nel corso del tempo. In particolare, i ricavi afferenti alle commesse di efficientamento vengono rilevati secondo lo stato di avanzamento dei lavori su ordinazione, desunto dai costi sostenuti in base al totale dei costi attesi stimati, mediante l'iscrizione di un'attività derivante da contratti con i clienti sino al momento del completo adempimento dell'obbligazione stessa;
- ai prodotti/servizi collaterali alla vendita di *commodities* (il c.d. *new downstream*), distintamente individuati, che riguardano obbligazioni di fare adempiute puntualmente all'atto del trasferimento del prodotto/servizio al cliente;
- a ricavi diversi e continuativi attinenti, fra l'altro, a sistemi informativi, servizi immobiliari e analisi di laboratorio.

NOTA 34_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi ammontano complessivamente a 60.237 migliaia di euro (110.899 migliaia di euro nel primo semestre 2023) e riguardano contributi, ricavi per titoli energetici e proventi diversi. Nelle tabelle seguenti viene riportato dettaglio delle singole voci.

Contributi

	migliaia di euro	
	I semestre 2024	I semestre 2023
Contributi c/impianto	8.613	6.852
Contributi allacciamento	5.959	5.628
Altri contributi	4.239	40.902
Totale	18.811	53.382

I contributi in conto impianti e i contributi di allacciamento rappresentano la quota di competenza dei contributi calcolata in proporzione alle quote di ammortamento degli impianti a cui si riferiscono.

I contributi allacciamento annoverano le somme ricevute per il collegamento alle reti di distribuzione energia elettrica, idrica, gas e calore del Gruppo.

La riduzione della voce "Altri contributi" è in gran parte riferibile alle misure normative introdotte nel primo semestre 2023 a contrasto del caro energia che hanno previsto un credito d'imposta per le imprese c.d. "non-energivore" e "non-gasivore", volto a compensare i maggiori oneri sostenuti per l'energia elettrica e il gas acquistati e impiegati nell'attività economica. L'effetto di tali misure per il Gruppo era pari a 38.985 migliaia di euro.

Ricavi titoli energetici

	migliaia di euro	
	I semestre 2024	I semestre 2023
Ricavo incentivo ex-Certificati Verdi	6.756	905
Ricavi Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	9.476	9.396
Ricavi Quote di emissione CO ₂	-	25.541
Totale	16.232	35.842

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	I semestre 2024	I semestre 2023
Ricavi da contratti di servizio	517	595
Ricavi da affitti attivi e noleggi	668	1.019
Plusvalenze da alienazione di beni	368	1.610
Recuperi assicurativi	406	2.923
Rimborsi diversi	3.207	3.844
Proventi per Fair Value derivati sulle commodity	-	-
Altri ricavi e proventi	20.028	11.684
Totale	25.194	21.675

COSTI

NOTA 35_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

La voce in oggetto si compone delle seguenti voci:

	migliaia di euro	
	I semestre 2024	I semestre 2023
Acquisto energia elettrica	168.157	279.444
Acquisto gas	563.291	911.328
Acquisto calore	168	325
Acquisto altri combustibili	238	94
Acquisto acqua	4.098	2.505
Altre materie prime e materiali magazzino	89.675	123.581
Emission trading	88.465	143.684
Certificati Bianchi	9.345	9.093
Variazione delle rimanenze	(14.246)	65.876
Totale	909.191	1.535.930

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci diminuiscono di 626.739 migliaia di euro. Il decremento dei costi di acquisto di energia elettrica e gas è legato principalmente alla riduzione dei prezzi delle commodities. L'acquisto di materie prime e materiali a magazzino è legato alla commercializzazione alla clientela retail di prodotti nell'area della domotica, del risparmio energetico e della manutenzione di impianti domestici e, in misura minore, ai carburanti per gli automezzi operativi. La variazione delle rimanenze è influenzata dagli stoccaggi gas.

NOTA 36_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi ammontano a 794.066 migliaia di euro (738.219 migliaia di euro nel primo semestre 2023) e sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2024	I semestre 2023
Trasporto energia elettrica e oneri sistema elettrico	242.661	203.828
Vettoriamento gas	38.467	(73.220)
Vettoriamento calore	-	-
Lavori di terzi, manutenzioni e prestazioni industriali	175.210	280.297
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	169.935	165.251
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	8.737	7.218
Consulenze tecniche, amministrative, commerciali e spese pubblicitarie	51.279	46.928
Spese legali e notarili	5.890	1.861
Assicurazioni	14.425	12.569
Spese bancarie	5.248	6.044
Spese telefoniche	3.284	3.324
Spese per informatica	28.156	26.573
Servizi di lettura e bollettazione	8.726	7.848
Compensi Collegio Sindacale	797	723
Altri costi per servizi	41.191	48.975
Totale costi per servizi	794.006	738.219

I costi per lavori di terzi riguardano principalmente costi per esercizio e manutenzione di impianti e reti. I costi per vettoramento gas nel primo semestre 2023 risultavano negativi a seguito degli effetti dell'introduzione da parte dell'ARERA di una componente tariffaria UG2c di segno, appunto, negativo, prevista nell'ambito degli interventi urgenti e straordinari a favore dei consumatori in relazione alla situazione di tensione nel funzionamento dei mercati del gas.

Gli "altri costi per servizi" accolgono in via residuale costi per consumi interni, back office, trasporti ed altre prestazioni: la voce si incrementa in buona parte a seguito dei maggiori costi di trasporto e della chiusura di stime di esercizi precedenti.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 19.211 migliaia di euro (18.439 migliaia di euro nel primo semestre 2023). La voce comprende principalmente i canoni corrisposti al gestore unico dell'Ambito Genovese e i canoni corrisposti alle società proprietarie degli assets del servizio idrico integrato dei comuni di Parma, Piacenza e Reggio Emilia.

In via residuale, sono inoltre presenti costi per noleggi a breve termine o in cui l'attività sottostante è di modesto valore, che il gruppo ha deciso di escludere dal perimetro di applicazione dell'IFRS 16.

NOTA 37_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione ammontano a 48.048 migliaia di euro (51.446 migliaia di euro nel primo semestre 2023) e sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2024	I semestre 2023
Spese generali	12.069	11.028
Canoni e sovraccanoni di derivazione	17.345	20.878
Imposte e tasse	14.583	12.833
Minusvalenze da alienazione di beni	453	390
Altri oneri diversi di gestione	3.598	6.317
Totale	48.048	51.446

Le spese generali ricomprendono fra l'altro contributi di funzionamento ad enti vari e penalità da fornitori di servizi. La voce imposte e tasse afferisce principalmente agli oneri per IMU su impianti e fabbricati del Gruppo e i canoni per occupazione e ripristino del suolo pubblico.

La voce altri oneri diversi di gestione include le rettifiche di costi di competenza di esercizi precedenti.

NOTA 38_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

I costi per lavori interni capitalizzati ammontano a 27.546 migliaia di euro (28.666 migliaia di euro nel primo semestre 2023) e riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse e fattori produttivi interni.

	migliaia di euro	
	I semestre 2024	I semestre 2023
Manodopera capitalizzata	(19.619)	(21.123)
Materiali di magazzino capitalizzati	(7.927)	(7.543)
Totale	(27.546)	(28.666)

NOTA 39_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale si attestano a 318.944 migliaia di euro (292.561 migliaia di euro nel primo semestre 2023) e sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	I semestre 2024	I semestre 2023
Retribuzioni lorde	227.929	208.901
Oneri sociali	69.490	63.618
TFR	447	399
Altri benefici a lungo termine dipendenti	85	91
Altri costi per il personale	19.799	18.374
Compensi amministratori	1.194	1.178
Totale	318.944	292.561

Si segnala che, come riportato in nota 38, sono stati capitalizzati 19.619 migliaia di euro di costi relativi al personale dipendente.

Gli altri costi del personale comprendono i contributi ai fini assistenziali e ricreativi, il contributo al fondo assistenza sanitaria integrativa, l'assicurazione infortuni extra-lavoro, la quota TFR ed i contributi a carico del datore di lavoro destinati ai fondi pensione integrativi.

La composizione del personale è evidenziata nella tabella seguente.

	30/06/2024	31/12/2023	Media del periodo
Dirigenti	113	114	115
Quadri	381	381	383
Impiegati	4.752	4.641	4.717
Operai	6.126	5.868	6.022
Totale	11.372	11.004	11.237

Le principali variazioni dell'organico rispetto al 31 dicembre 2023 sono riconducibili:

Le variazioni nella consistenza dell'organico rispetto al 31 dicembre 2023 sono principalmente riconducibili:

- All'avvio/conclusione di servizi svolti in appalto nell'ambito della BU Ambiente;
- alla prosecuzione del piano di ricambio generazionale, con un consistente numero di assunzioni dal mercato del lavoro;
- alle acquisizioni di contratto in Iren Ambiente, a febbraio 2024, del ramo impianto Pallet Vercelli della Società IMPA S.p.A., per complessive 26 risorse;
- al controllo e consolidamento contabile di Siena Ambiente S.p.A. da parte di Iren Ambiente Toscana S.p.A. aventi efficacia con decorrenza 01/01/2024 per complessive 100 risorse.

NOTA 40_ AMMORTAMENTI

Gli ammortamenti del periodo ammontano a 319.865 migliaia di euro (287.054 migliaia di euro nel primo semestre 2023).

	migliaia di euro	
	I semestre 2024	I semestre 2023
Attività materiali e investimenti immobiliari	187.876	174.407
Attività immateriali	131.989	112.647
Totale	319.865	287.054

Per un maggior dettaglio sugli ammortamenti si rimanda ai prospetti dei movimenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali.

NOTA 41_ ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

La voce si attesta complessivamente a 35.277 migliaia di euro (71.335 migliaia di euro nel primo semestre 2023) ed è dettagliata nella tabella seguente.

	migliaia di euro	
	I semestre 2023	I semestre 2023
Accantonamento a Fondo Svalutazione Crediti commerciali	33.961	35.819
Accantonamento a Fondo Svalutazione Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti e Fondo Svalutazione Altre attività correnti	263	-
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	34.224	35.819
Accantonamento Fondo ripristino beni di terzi	966	3.362
Accantonamento Fondi post-mortem	431	329
Accantonamenti a Fondi rischi e altri	2.611	36.095
Rilascio fondi	(2.955)	(4.270)
Totale altri accantonamenti netti e svalutazioni	1.053	35.516
Totale	35.277	71.335

L'accantonamento del periodo è stato effettuato per adeguare la consistenza del fondo svalutazione crediti all'ammontare delle perdite attese sulla base del modello semplificato previsto dal principio IFRS 9, dove per "perdita" si intende il valore attuale di tutti i futuri mancati incassi, opportunamente integrato per tenere conto delle aspettative future ("forward looking information").

L'andamento degli accantonamenti a fondi rischi è principalmente riferibile alla valutazione di rischi di passività in ambito elettrico e idrico, mentre i rilasci si riferiscono al venir meno di rischi per contenziosi vari, anche di natura regolatoria.

Si segnala che la voce "Accantonamento a fondi rischi e altri" includeva nel periodo comparativo 33.648 migliaia di euro in applicazione del DL Sostegni Ter Art 15.

Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" dello Stato Patrimoniale.

NOTA 42_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

I proventi finanziari ammontano a 26.908 migliaia di euro (14.001 migliaia di euro nel primo semestre 2023). Il dettaglio è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2024	I semestre 2023
Dividendi	36	118
Interessi attivi verso banche	16.402	3.500
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	885	394
Interessi attivi da clienti	3.124	3.236
Plusvalenza da cessione di attività finanziarie	-	519
Altri proventi finanziari	6.461	6.234
Totale	26.908	14.001

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti si riferiscono principalmente a interessi su crediti maturati sui rapporti di conto corrente tra il Gruppo e il Comune di Torino (141 migliaia di euro) e a interessi su finanziamenti concessi a società collegate (16 migliaia di euro).

Gli altri proventi finanziari sono costituiti principalmente da proventi per l'attualizzazione dei fondi.

Oneri finanziari

La voce ammonta a 69.953 migliaia di euro (54.413 migliaia di euro nel primo semestre 2023). Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2024	I semestre 2023
Interessi passivi su mutui	37.312	21.918
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	28.443	19.910
Effetto copertura contratti derivati su tassi	(10.749)	(7.216)
Interessi passivi su c/c bancari	9	3.574
Interessi passivi verso altri	4.640	3.625
Oneri finanziari capitalizzati	(143)	(223)
Oneri da fair value contratti derivati	-	249
Minusvalenza da cessione di attività finanziarie	9	-
Interest cost - Benefici ai dipendenti	1.250	919
Oneri finanziari su passività per leasing	847	710
Accantonamento a fondo svalutazione crediti finanziari		
Altri oneri finanziari	8.335	10.947
Totale	69.953	54.413

Gli interessi su mutui e prestiti obbligazionari comprendono gli oneri relativi alla valutazione al costo ammortizzato.

Gli altri oneri finanziari sono costituiti principalmente da oneri finanziari per l'attualizzazione dei fondi e da oneri derivanti dalla cessione a intermediari finanziari dei crediti relativi alle detrazioni su lavori eseguiti al fine di migliorare l'efficienza energetica degli edifici (Ecobonus).

NOTA 43_RETIFICAZIONE DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

La voce è negativa per 1.243 migliaia di euro (positiva per 5.079 migliaia di euro nel primo semestre 2023) e si riferisce principalmente alla svalutazione della partecipazione in EGEA.

Nel primo semestre 2023 si riferiva principalmente alla rideterminazione al *fair value*, alla data di acquisizione del controllo, dell'interessenza di minoranza relative all'aggregazioni aziendale di Amter 1.770 migliaia di euro) e Acquaenna (3.249 migliaia di euro).

NOTA 44_RISULTATO DI PARTECIPAZIONI CONTABILIZZATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Il risultato di società contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo ed ammonta a 4.706 migliaia di euro (positivo per 1.324 migliaia di euro nel primo semestre 2023). Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

NOTA 45_IMPOSTE SUL REDDITO

La voce Imposte sul reddito ammonta a 73.579 migliaia di euro e accoglie la stima delle imposte sul reddito del primo semestre 2024, mentre nel periodo comparativo era pari a 55.856 migliaia di euro.

La stima delle imposte sul reddito del primo semestre 2024 è il risultato della migliore stima dell'aliquota media attesa per l'intero esercizio, applicata all'utile ante imposte del periodo, rettificata al fine di riflettere l'effetto fiscale di alcuni elementi rilevati interamente nel periodo. Il tax rate del primo semestre 2024 è pari al 30,5%, mentre nel primo semestre 2023 era pari al 26,1% e beneficiava dell'effetto positivo della non imponibilità dei Crediti di imposta riconosciuti a contrasto dei costi dell'energia delle imprese e dell'effetto dell'affrancamento di differenziali positivi derivanti da operazioni di business combination effettuate nel corso del primo semestre 2023.

NOTA 46_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE

Non è presente sia nel primo semestre 2024 che nel periodo comparativo.

NOTA 47_UTILE (PERDITA) DEL PERIODO ATTRIBIBILE ALLE MINORANZE

L'utile di terzi, pari a 22.274 migliaia di euro (15.225 migliaia di euro nel primo semestre 2023), si riferisce alla quota di pertinenza degli azionisti di minoranza delle società consolidate integralmente, ma non possedute al 100% dal Gruppo.

NOTA 48_UTILE (PERDITA) PER AZIONE

Ai fini del calcolo dell'utile base e diluito per azione si segnala che il numero delle azioni del primo semestre 2024 rappresenta la media ponderata delle azioni in circolazione nel periodo di riferimento sulla base di quanto previsto dallo IAS 33 § 20. La società non ha emesso strumenti finanziari che hanno una potenzialità di diluizione delle azioni ordinarie; pertanto, l'utile per azione diluito è uguale all'utile per azione base.

	I semestre 2024	I semestre 2023
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	145.178	142.979
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.283.076	1.283.076
Utile (perdita) per azione base (euro)	0,11	0,11

NOTA 49_ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

Le altre componenti di conto economico complessivo sono positive per 12.468 migliaia di euro (positive per 20.098 migliaia di euro nel primo semestre 2023) e comprendono altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a conto. Nel dettaglio si riferiscono:

- alla quota efficace delle variazioni di *fair value* di strumenti di copertura di flussi finanziari, positiva per 16.094 migliaia di euro, che si riferisce ai derivati stipulati come copertura della variazione dei tassi di interesse e ai derivati stipulati come copertura della variazione dei prezzi delle commodities (per il Gruppo si tratta di energia elettrica e gas);
- alla quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, negativa per 955 migliaia di euro, che si riferisce alle variazioni di *fair value* di strumenti di copertura di flussi finanziari di società collegate;
- alla variazione della riserva di traduzione, positiva per 665 migliaia di euro, dovuta alla modifica del tasso di cambio utilizzato per la conversione dei saldi di bilancio di collegate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro
- all'effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo, per 3.336 migliaia di euro.

XI. GARANZIE E PASSIVITÀ POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

- a) Fideiussioni ed altre garanzie per impegni propri per 856.844 migliaia di euro (994.440 migliaia di euro al 31 dicembre 2023); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni ed impegni a favore di:
- GME per 130.100 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato energetico;
 - ATERSIR per 60.671 migliaia di euro per convenzioni e gare in corso relative al Servizio Idrico Integrato e al Servizio di Gestione dei Rifiuti Urbani;
 - Provincia Torino/Città Metropolitana per 59.359 migliaia di euro a fronte del conferimento rifiuti e della gestione post-mortem degli impianti soggetti ad A.I.A.;
 - ARPAE per 56.506 migliaia di euro a fronte del conferimento rifiuti e della gestione operativa e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - Shell Energy Europe per 50.000 migliaia di euro a garanzia del contratto di fornitura gas;
 - ATO-R per 44.335 migliaia di euro come garanzie definitive per la procedura di acquisizione di AMIAT/TRM;
 - Agenzia delle Entrate per 43.218 migliaia di euro a fronte della richiesta di rimborso del credito IVA;
 - CONSIP per 33.864 migliaia di euro a garanzia degli obblighi contrattuali convenzione sicurezza e salute sui luoghi di lavoro;
 - SNAM Rete Gas per 33.736 migliaia di euro a garanzia dei contratti dispacciamento gas e codici di rete;
 - Comune Città di Torino per 31.862 migliaia di euro garanzie definitive per la procedura di acquisizione di AMIAT/TRM;
 - Ministero dell' Ambiente per 30.423 migliaia di euro per autorizzazioni diverse;
 - CONSIP per 33.864 migliaia di euro principalmente per contratti fornitura di energia elettrica;
 - Provincia di La Spezia per 22.081 migliaia di euro per conferimento rifiuti e gestione impianti;
 - Agenzie delle Dogane per euro 19.250 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento delle imposte erariali e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
 - Regione Piemonte per 15.581 migliaia di euro a garanzia di project financing per l' affidamento in concessione di grandi impianti derivazione acque a scopo idroelettrico;
 - Regione Calabria 14.944 migliaia di euro per la proposta di project financing termovalorizzatore Gioia Tauro;
 - Assemblea Territoriale Idrica Enna per 8.949 migliaia di euro a garanzia lavori;
 - Aisa Impianti per 7.800 euro migliaia a garanzia del contratto di conferimento presso gli impianti;
 - CSEA per 7.300 euro migliaia a garanzia del servizio a tutele gradual;
 - Terna per 7.296 migliaia di euro a garanzia dei contratti di dispacciamento in immissione, in prelievo ed a garanzia della convenzione per il servizio di trasporto energia elettrica;
 - Regione Puglia per 7.211 migliaia di euro a garanzia autorizzazioni discariche ed impianti;
 - Consorzio di Bacino Basso Novarese per 6.989 migliaia di euro a garanzia dell' affidamento della raccolta e smaltimento rifiuti urbani;
 - Regione Toscana per 6.863 migliaia di euro a garanzia autorizzazioni discariche ed impianti;
 - Provincia di Savona per 6.622 migliaia di euro a garanzia gestione impianti;
 - Ato Toscana Sud per 6.500 migliaia di euro a garanzia servizio gestione integrata dei rifiuti.

IMPEGNI

Impegni assunti verso fornitori

Nel corso dello svolgimento delle proprie attività, il Gruppo ha sottoscritto contratti per l' acquisto di una specifica quantità di commodity e di quote di emissione CO₂ ad una certa data futura, aventi le caratteristiche di uso proprio e quindi rientranti nella c.d. "own use exemption" prevista dall' IFRS 9.

Tali impegni sono rappresentati da:

- contratti di acquisto gas metano a prezzo fisso, per un controvalore di 4,7 milioni di euro;
- contratti di acquisto gas metano a prezzo indicizzato, per un quantitativo previsionale dell' equivalente di 24,4 TWh;
- contratti di acquisto energia elettrica, per un controvalore di 18,1 milioni di euro.

PASSIVITA' POTENZIALI

Iren Mercato S.p.A. / Azienda Sanitaria Locale Roma 1 - Iren Mercato S.p.A. / Azienda Sanitaria Locale Roma 4

Sono pendenti dinanzi al Tribunale di Roma due procedimenti attivati da alcune ASL laziali ed inerenti i rapporti economici intercorsi tra queste ed Iren Mercato, in proprio e quale componente dell'ATI affidataria in forza di Convenzione del 4 agosto 2006 conclusa con la Regione Lazio del "Multiservizio tecnologico e fornitura vettori energetici - Lotto D"; in particolare:

- atto di citazione del 10 aprile 2020 dalla ASL ROMA 1 (contratto del 13 dicembre 2007), finalizzato all'accertamento dell'indebita percezione del corrispettivo per il servizio di erogazione di acqua calda sanitaria e vapore per il periodo dal 1° luglio 2007 al 28 febbraio 2017, contestando la non corretta applicazione della tariffa, e alla conseguente ripetizione della somma; parte attorea ha quantificato tale importo in 8 milioni di euro;
- atto di citazione del 12 aprile 2022 dalla ASL ROMA 4 (contratto del 8 giugno 2007), finalizzato all'accertamento dell'indebita percezione del corrispettivo per il servizio di erogazione di acqua calda sanitaria e vapore per il periodo dal 1° aprile 2007 al 19 febbraio 2017, contestando la non corretta applicazione della tariffa, e alla conseguente ripetizione della somma; parte attorea ha quantificato tale importo in 7,5 milioni di euro;

In entrambi i casi, a seguito di nomina del CTU da parte del Giudizio, le operazioni peritali sono state avviate.

Il rischio di soccombenza è stato cautelativamente stimato come possibile, stante l'incertezza correlata ad operazioni peritali aventi ad oggetto prestazioni caratterizzate da elevato tecnicismo e concluse ormai da molti anni.

Procedimento AGCM in materia di abuso di posizione dominante nel settore del Teleriscaldamento

In data 23 maggio 2023 l'AGCM ha avviato il procedimento n. A/563 per accertare eventuali violazioni dell'art. 3, comma 1 lett. a), L. 287/90 per presunto abuso di posizione dominante, afferente a prezzi di vendita e condizioni contrattuali ingiustificatamente gravose, riguardo al servizio di teleriscaldamento a Piacenza ed a Parma. La conclusione del procedimento è prevista entro novembre 2024.

XII. INFORMATIVA PER SETTORI DI ATTIVITÀ

In ottemperanza a quanto previsto dall'IFRS 8, si forniscono di seguito le informazioni per aree di business, che si basano sulla struttura direzionale e sul sistema di reporting interno del Gruppo.

Per la natura dell'attività svolta dalle società del Gruppo la ripartizione per area geografica non è rilevante.

I settori di attività nei quali il Gruppo opera sono:

- Reti (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti distribuzione del gas, Servizio Idrico Integrato)
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti)
- Energia (Produzione Idroelettrica e da altre fonti rinnovabili, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di Teleriscaldamento, Produzione termoelettrica, Illuminazione Pubblica, Servizi di global service, servizi di efficienza energetica)
- Mercato (Vendita energia elettrica e gas)
- Altri servizi (Laboratori, Telecomunicazioni ed altri minori).

Tali segmenti operativi sono presentati in accordo all'IFRS 8 che richiede di basare l'informativa di settore sugli elementi che il management utilizza nel prendere le proprie decisioni operative e strategiche.

Ai fini di una corretta lettura dei risultati economici relativi alle singole attività, si precisa che i ricavi ed i costi riferiti alle attività comuni sono stati interamente allocati sui business, in base all'utilizzo effettivo dei servizi forniti oppure in base a driver tecnico-economici.

L'informativa di settore che segue non contiene l'informativa secondaria di settore per area geografica data la sostanziale univocità territoriale in cui il Gruppo opera prevalentemente.

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto per settore di attività comparato ai valori al 31 dicembre 2023 rideterminato e il conto economico (fino al risultato operativo) del corrente anno per settore di attività, raffrontato ai dati del primo semestre 2023 rideterminati.

Si segnala che non vi sono ricavi provenienti da operazioni con un singolo cliente pari o superiori al 10% dei ricavi complessivi.

Negli schemi di analisi settoriale di seguito riportati vengono presentate le seguenti grandezze:

Capitale investito netto (CIN): determinato dalla somma algebrica dell'Attivo immobilizzato, delle Altre attività (passività) non correnti, del Capitale circolante netto, delle Attività (passività) per imposte differite, dei Fondi rischi e benefici ai dipendenti e delle Attività (passività) destinate a essere cedute.

Indebitamento finanziario netto: determinato dalla somma delle Passività finanziarie non correnti al netto delle Attività finanziarie non correnti e delle Passività Finanziarie correnti al netto delle Attività finanziarie correnti e delle Disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

Capitale Circolante Netto (CCN): determinato dalla somma algebrica delle Attività e Passività derivanti da contratti con i clienti correnti e non correnti, dei Crediti commerciali correnti e non correnti, delle Rimanenze, delle Attività e i Debiti per imposte correnti, dei Crediti vari e altre attività correnti, dei Debiti commerciali e dei Debiti vari e altre passività correnti.

Capitale immobilizzato: determinato dalla somma di Immobili, impianti e macchinari, Investimenti immobiliari, Attività immateriali a vita definita, Avviamento, Partecipazioni contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto e Altre partecipazioni.

Margine operativo lordo: determinato dalla somma del Risultato prima delle imposte, del Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, della Rettifica di valore di partecipazioni, dei Proventi e Oneri finanziari e degli Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni.

Risultato operativo: determinato dalla somma del Risultato prima delle imposte, del Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, della Rettifica di valore di partecipazioni e dei Proventi e Oneri finanziari.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2024

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.689	1.616	2.285	354	18	204	8.166
Capitale circolante netto	115	95	27	(130)	1	-	108
Altre attività e passività non correnti	(690)	(168)	(176)	28	1	-	(1.005)
Capitale investito netto (CIN)	3.114	1.543	2.136	252	20	204	7.269
Patrimonio netto							3.256
Posizione Finanziaria netta							4.013
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							7.269

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2023 rideterminato

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.622	1.545	2.300	350	30	224	8.071
Capitale circolante netto	85	(6)	235	(247)	1	-	68
Altre attività e passività non correnti	(686)	(154)	(190)	68	-	-	(962)
Capitale investito netto (CIN)	3.021	1.385	2.345	171	31	224	7.177
Patrimonio netto							3.244
Posizione Finanziaria netta							3.933
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							7.177

Conto Economico per settori di attività Primo Semestre 2024

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	621	616	877	1.556	18	(990)	2.698
Totale costi operativi	(383)	(491)	(744)	(1.418)	(16)	990	(2.062)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	238	125	133	138	2	-	636
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(112)	(97)	(85)	(60)	(1)	-	(355)
Risultato operativo (EBIT)	126	28	48	78	1	-	281

Conto Economico per settori di attività Primo Semestre 2023 rideterminato

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	545	594	1.600	2.128	14	(1.667)	3.214
Totale costi operativi	(356)	(462)	(1.410)	(2.035)	(12)	1.667	(2.608)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	189	132	190	93	2	-	606
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(104)	(78)	(117)	(57)	(2)	-	(358)
Risultato operativo (EBIT)	85	54	73	36	-	-	248

XIII. ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO

ELENCO DELLE IMPRESE COLLEGATE

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO
RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

RICONCILIAZIONE TRA TOTALE INDEBITAMENTO FINANZIARIO (COMUNICAZIONE ESMA DEL 4
MARZO 2021) E INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	Euro	63.622.002	100	Iren
Iren Energia S.p.A.	Torino	Euro	918.767.148	100	Iren
Iren Mercato S.p.A.	Genova	Euro	61.356.220	100	Iren
Ireti S.p.A.	Genova	Euro	196.832.103	100	Iren
Ireti Gas S.p.A.	Parma	Euro	120.000	100	Ireti
Acam Acque S.p.A.	La Spezia	Euro	24.260.050	100	Ireti
Acam Ambiente S.p.A.	La Spezia	Euro	1.000.000	100	Iren Ambiente
Acquaenna S.c.p.a.	Enna	Euro	3.000.000	50,87	Ireti
Agrovoltaica	Badia Polesine (RO)	Euro	1.000	51	Iren Green Generation
Alfa Solutions S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	100.000	86	Iren Smart Solutions
Alegas S.r.l.	Alessandria	Euro	100.000	98	Iren Mercato
AMIAT S.p.A.	Torino	Euro	46.326.462	80	AMIAT V
AMIAT V. S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	93,06	Iren Ambiente
Amter S.p.A.	Cogoleto (GE)	Euro	404.263	51	Ireti
				49	Iren Acqua
ASM Vercelli S.p.A.	Vercelli	Euro	120.812.720	59,97	Ireti
Asti Energia e Calore S.p.A.	Asti	Euro	120.000	62	Iren Energia
Atena Trading S.r.l.	Vercelli	Euro	556.000	59,97	Iren Mercato
Bonifica Autocisterne S.r.l.	Piacenza	Euro	595.000	51	Iren Ambiente
Bonifiche Servizi Ambientali S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	3.000.000	100	Iren Ambiente
Consorzio GPO	Reggio Emilia	Euro	20.197.260	62,35	Ireti
C.R.C.M. S.r.l.	Terranuova Bracciolini (AR)	Euro	3.062.000	85,65	Valdarno Ambiente
				7,15	Siena Ambiente
Dogliani Energia S.r.l.	Cuneo	Euro	10.000	100	Iren Energia
Ekovision S.r.l.	Prato	Euro	1.485.000	100	SEI Toscana
Formaira S.r.l.	San Damiano Macra (CN)	Euro	40.000	100	Maira
Futura S.p.A.	Grosseto	Euro	3.660.955	40	Iren Ambiente Toscana
				40	Iren Ambiente
				20	Sei Toscana
I. Blu S.r.l.	Pasian di Prato (UD)	Euro	9.001.000	80	Iren Ambiente
Iren Acqua S.p.A.	Genova	Euro	19.203.420	60	Ireti
Iren Acqua Tigullio S.p.A.	Chiavari (GE)	Euro	979.000	66,55	Iren Acqua
Iren Acqua Reggio S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	5.000.000	100	Ireti
Iren Acqua Piacenza S.r.l.	Piacenza	Euro	10.000	100	Ireti
Iren Ambiente Parma S.r.l.	Parma	Euro	4.000.000	100	Iren Ambiente
Iren Ambiente Piacenza S.r.l.	Piacenza	Euro	4.000.000	100	Iren Ambiente
Iren Ambiente Toscana S.p.A.	Firenze	Euro	5.000.000	100	Iren Ambiente
Iren Laboratori S.p.A.	Genova	Euro	2.000.000	90,89	Ireti

Iren Smart Solutions S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	2.596.721	60	Iren Energia 20 Iren Ambiente 20 Iren Mercato
Limes 1 S.r.l.	Torino	Euro	20.408	51	Iren Green Generation
Limes 2 S.r.l.	Torino	Euro	20.408	51	Iren Green Generation
Limes 20 S.r.l.	Torino	Euro	10.000	100	Iren Green Generation
Maira S.p.A.	San Damiano Macra (CN)	Euro	596.442	82	Iren Energia
Manduriambiente S.p.A.	Manduria (TA)	Euro	4.111.820	95,289	Iren Ambiente
Nord Ovest Servizi S.p.A.	Torino	Euro	7.800.000	45	Ireti 30 Amiat
Iren Green Generation S.r.l.	Torino	Euro	10.000	100	Iren Energia
Iren Green Generation Tech S.r.l.	Torino	Euro	80.200	100	Iren Green Generation
ReCos S.p.A.	La Spezia	Euro	1.000.000	99,51	Iren Ambiente
Re Mat Srl	Torino	Euro	180.000	94,77	Iren Ambiente
Rigenera Materiali S.r.l.	Genova	Euro	3.000.000	100	Iren Ambiente
Salerno Energia Vendite S.p.A.	Salerno	Euro	3.312.060	50	Iren Mercato
San Germano S.p.A.	Torino	Euro	1.425.000	100	Iren Ambiente
Scarlino Energia S.p.A.	Scarlino (GR)	Euro	1.000.000	100	Iren Ambiente Toscana
SEI Toscana S.r.l.	Siena	Euro	45.388.913	41,78	Iren Ambiente Toscana 16,37 Valdarno Ambiente 20,62 Siena Ambiente 0,2 C.R.C.M.
Semia Green S.r.l.	Siena	Euro	3.300.000	50,909	Iren Ambiente Toscana 49,091 Siena Ambiente
Sienambiente S.p.A.	Siena	Euro	2.866.575	40	Iren Ambiente Toscana
TB S.p.A.	Firenze	Euro	2.220.000	100	Valdarno Ambiente
Territorio e Risorse S.r.l.	Torino	Euro	2.510.000	65	Iren Ambiente 35 ASM Vercelli
TRM S.p.A.	Torino	Euro	86.794.220	80	Iren Ambiente
Uniproject S.r.l.	Maltignano (AP)	Euro	91.800	100	Iren Ambiente
Valdarno Ambiente S.r.l.	Terranuova Bracciolini (AR)		22.953.770	56,016	Iren Ambiente Toscana
Valle Dora Energia S.r.l.	Torino	Euro	537.582	74,5	Iren Energia

ELENCO DELLE IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili S.p.A. in liquidazione	Torino	Euro	7.633.096	47,546	Ireti
Nuova Sirio S.r.l.	Siena	Euro	92.077	50	Siena Ambiente
Vaserie S.r.l.	Siena	Euro	10.000	69	Siena Ambiente

ELENCO DELLE IMPRESE COLLEGATE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
A2A Alfa S.r.l. (1)	Milano	Euro	100.000	30	Iren Mercato
Acos S.p.A.	Novi Ligure	Euro	17.075.864	25	Ireti
Acos Energia S.p.A.	Novi Ligure	Euro	150.000	25	Iren Mercato
Aguas de San Pedro S.A. de C.V.	S.Pedro Sula (Honduras)	Lempiras	159.900	39,34	Ireti
Aiga S.p.A. (1)	Ventimiglia	Euro	104.000	49	Ireti
Amat S.p.A. (1)	Imperia	Euro	5.435.372	48	Ireti
Arca S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	40	Ireti
Arienes S.c.a.r.l.	Reggio Emilia	Euro	50.000	42	Iren Smart Solutions
ASA S.p.A.	Livorno	Euro	28.613.406	40	Ireti
Asa S.c.p.a.	Castel Maggiore (BO)	Euro	1.820.000	49	Iren Ambiente
Astea S.p.A.	Recanati (MC)	Euro	76.115.676	21,32	Consorzio GPO
Asti Servizi Pubblici S.p.A.	Asti	Euro	7.540.270	45	Nord Ovest Servizi
Barricalla S.p.A.	Torino	Euro	2.066.000	35	Iren Ambiente
BI Energia S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	47,5	Iren Energia
Centro Corsi S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	12.000	33	Alfa Solutions S.p.A.
CSA S.p.A. (1)	Terranuova Bracciolini (AR)	Euro	1.369.502	47,97	Iren Ambiente Toscana
CSAI S.p.A.	Terranuova Bracciolini (AR)	Euro	1.610.511	40,32	Iren Ambiente Toscana
EGUA S.r.l.	Cogorno (GE)	Euro	119.000	49	Ireti
Fata Morgana S.p.A. (2)	Reggio Calabria	Euro	2.225.694	25	Ireti
Fin Gas S.r.l.	Milano	Euro	10.000	50	Iren Mercato
Fratello Sole Energie Solidali Impresa Sociale S.r.l.	Genova	Euro	350.000	40	Iren Energia
G.A.I.A. S.p.A.	Asti	Euro	5.539.700	45	Iren Ambiente
Global Service Parma S.c.a.r.l. (1)	Parma	Euro	20.000	30	Ireti
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara (RE)	Euro	100.000	40	Iren Ambiente
OMI Rinnovabili S.c.a.r.l.	Reggio Emilia	Euro	10.000	40,15	Alfa Solutions S.p.A.
Piana Ambiente S.p.A. (2)	Gioia Tauro	Euro	1.719.322	25	Ireti
Rimateria S.p.A. (3)	Piombino (LI)	Euro	4.589.273	30	Iren Ambiente
Seta S.p.A.	Torino	Euro	12.378.237	48,85	Iren Ambiente
Sistema Ambiente S.p.A.	Lucca	Euro	2.487.657	36,56	Iren Ambiente
STU Reggiane S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	16.770.080	30	Iren Smart Solutions
Tirana Acque S.c. a r.l. (1)	Genova	Euro	95.000	50	Ireti

(1) Società in liquidazione

(2) Società in liquidazione classificata nelle attività destinate a cessare

(3) Società fallita

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Siciliane S.p.A. (1)	Palermo	Euro	5.000.000	9,83	Iren Acqua
Aeroporto di Reggio Emilia S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	2.177.871	0,11	Alfa Solutions S.p.A.
AISA S.p.A. In liquidazione (1)	Arezzo	Euro	3.867.640	3	Iren Ambiente Toscana
AISA Impianti S.p.A.	Arezzo	Euro	6.650.000	3	Iren Ambiente Toscana
Alpen 2.0 S.r.l.	Torino	Euro	70.000	14,29	Maira
ATO2ACQUE S.c.a.r.l.	Biella	Euro	48.000	16,67	ASM Vercelli
Aurora S.r.l.	S. Martino in Rio (RE)	Euro	514.176	0,1	Alfa Solutions S.p.A.
Autostrade Centro Padane S.p.A.	Cremona	Euro	30.000.000	1,46	Ireti
C.R.P.A. S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	2.201.350	2,27	Ireti
CIDIU Servizi S.p.A.	Collegno (TO)	Euro	10.000.000	17,9	Amiat
Consorzio CIM 4.0 s.c.a.r.l.	Torino	Euro	232.000	4,3	Iren
CCC-Consorzio cooperative costruzioni	Bologna	Euro	15.637.899	0,06	Bonifiche Servizi Ambientali
Consorzio Integra	Bologna	Euro	42.548.492	0,02	Bonifiche Servizi Ambientali
Consorzio Topix	Torino	Euro	1.600.000	0,3	Iren Energia
EGEA S.p.A.	Alba (CN)	Euro	58.167.200	0,47	SEI Toscana
Enerbrain S.r.l.	Torino	Euro	28.181	10	Iren Smart Solutions
Environment Park S.p.A.	Torino	Euro	11.406.780	3,39	Iren Energia
				7,41	AMIAT
Genera S.c.a.r.l.	Ascoli Piceno	Euro	1.390.361	1	Uniproject
L.E.A.P. S.c. a r.l.	Piacenza	Euro	155.000	8,3	Iren Ambiente
Parma Servizi Integrati S.c. a r.l.	Parma	Euro	20.000	11	Iren Smart Solutions
Reggio Emilia Innovazione S.c. a r.l. in liquidazione (2)	Reggio Emilia	Euro	871.956	0,99	Iren Ambiente
Serchio Verde Ambiente S.p.a. in liquidazione (2)	Castelnuovo di Garfagnana (LU)	Euro	1.128.950	5,93	Iren Ambiente Toscana
Società di Biotecnologie S.p.A.	Torino	Euro	536.000	2,93	Iren Smart Solutions
Stadio Albaro S.p.A. in liquidazione (2)	Genova	Euro	1.230.000	2	Iren Mercato
Tech4Planet	Roma	Euro	149.348	11,03	Iren Spa
T.I.C.A.S.S. S.c. a r.l.	Genova	Euro	136.000	2,94	Ireti

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	563	-	1	5.173	-
Comune Parma	8.236	-	413	794	-
Comune Piacenza	2.391	-	-	1.276	-
Comune Reggio Emilia	2.794	-	540	67	-
Comune Torino	83.363	39.122	483	2.840	6.068
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	-	41	-	-
JOINT VENTURES					
Acque Potabili	129	-	-	(2)	-
Nuova Sirio	-	240	-	-	-
SOCIETA' COLLEGATE					
ACOS	2	4.773	-	-	-
ACOS Energia	-	150	-	-	-
Aguas de San Pedro	1	394	-	-	-
AIGA	228	75	-	85	-
AMAT	24	-	-	-	-
ARCA	26.242	-	-	53	448
Arienes	5.461	-	-	-	881
ASA	216	-	-	765	-
ASA Livorno	(105)	-	-	(173)	-
ASTEA	-	426	-	2	-
Asti Servizi Pubblici	156	248	-	50	-
Barricalla	235	490	-	2.207	-
BI Energia	2	1.065	-	-	-
Centro Corsi	(1)	30	-	5	-
CSA in liquidazione	367	-	-	-	-
CSAI	613	-	-	78	-
EGUA	182	-	-	3.015	-
Fingas	-	100	-	-	-
Fratello Sole Energie Solidali	2.839	-	-	402	-
GAIA	1.626	-	-	508	-
Iniziative Ambientali	8	-	-	-	-
Omi Rinnovabili	-	-	-	-	-
Piana Ambiente in liquidazione	70	-	-	-	-
SETA	4.898	-	-	452	-
Sistema Ambiente	-	133	-	-	-
STU Reggiane	39	494	-	-	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Controllate Comune di Torino	929	-	21	2.099	-
Controllate Comune di Genova	4.579	-	26	1.983	6
Controllate Comune di Parma	446	-	121	989	-
Controllate Comune di Piacenza	(22)	-	-	572	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	46	-	-	1.088	-
Altre	-	-	-	-	-
TOTALE	146.557	47.740	1.646	24.328	7.403

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	(6)	906	4.070	-	-
Comune Parma	-	262	1.106	-	4
Comune Piacenza	-	9.122	631	-	-
Comune Reggio Emilia	-	615	352	-	-
Comune Torino	-	120.103	1.826	141	10
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	-	-	-	-
JOINT VENTURES					
Acque Potabili	-	46	-	-	-
Nuova Sirio	-	-	-	-	-
SOCIETA' COLLEGATE					
ACOS	-	18	-	-	-
ACOS Energia	-	2	-	-	-
Aguas de San Pedro	-	-	-	-	-
AIGA	-	-	-	-	-
AMAT	-	-	-	-	-
ARCA	-	42.815	531	16	33
Arienes	-	-	-	-	-
ASA	-	152	1.341	-	-
ASA Livorno	-	315	79	20	-
ASTEA	-	-	11	-	-
Asti Servizi Pubblici	-	512	55	-	-
Barricalla	-	237	1.713	-	-
BI Energia	-	3	-	-	-
Centro Corsi	-	3	27	-	-
CSA in liquidazione	-	270	-	-	-
CSAI	39	916	157	-	2
EGUA	-	180	-	-	-
Fingas	-	-	-	-	-
Fratello Sole Energie Solidali	7	64	-	-	-
GAIA	-	1.231	2.216	3	-
Iniziative Ambientali	-	2	-	-	-
Omi Rinnovabili	-	-	78	-	-
Piana Ambiente in liquidazione	-	-	-	-	-
SETA	-	6.466	573	-	-
Sistema Ambiente S.p.A.	-	22	-	-	-
STU Reggiane	-	4	20	16	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Controllate Comune di Torino	19	1.828	1.696	-	4
Controllate Comune di Genova	155	3.351	761	-	-
Controllate Comune di Parma	-	862	1.382	1	-
Controllate Comune di Piacenza	-	90	571	-	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	-	308	3.121	-	4
Altre	-	136	-	-	-
TOTALE	214	190.841	22.317	197	57

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO RICLASSIFICATI
(Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

migliaia di euro

SP IAS/IFRS		SP RICLASSIFICATO	
Attività materiali	4.475.923	Attività materiali	4.475.923
Investimenti immobiliari	2.003	Investimenti immobiliari	2.003
Attività immateriali	3.234.004	Attività immateriali	3.234.004
Avviamento	249.975	Avviamento	249.975
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	194.244	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	194.244
Altre partecipazioni	9.457	Altre partecipazioni	9.457
Totale (A)	8.165.606	Attivo Immobilizzato (A)	8.165.606
Altre attività non correnti	155.890	Altre attività non correnti	156.161
Debiti vari e altre passività non correnti	(590.109)	Debiti vari e altre passività non correnti	(593.108)
Totale (B)	(434.219)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(436.947)
Rimanenze	88.161	Rimanenze	88.161
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	280.828	Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	280.828
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	31.057	Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	31.057
Crediti commerciali non correnti	29.238	Crediti commerciali non correnti	29.238
Crediti commerciali	1.170.356	Crediti commerciali	1.170.356
Crediti per imposte correnti	12.088	Crediti per imposte correnti	12.088
Crediti vari e altre attività correnti	315.171	Crediti vari e altre attività correnti	347.838
Debiti commerciali	(1.184.758)	Debiti commerciali	(1.184.758)
Passività derivanti da contratti con i clienti	(17.029)	Passività derivanti da contratti con i clienti	(17.029)
Debiti vari e altre passività correnti	(403.753)	Debiti vari e altre passività correnti	(504.206)
Debiti per imposte correnti	(145.739)	Debiti per imposte correnti	(145.739)
Totale (C)	175.620	Capitale circolante netto (C)	107.834
Attività per imposte anticipate	413.156	Attività per imposte anticipate	413.156
Passività per imposte differite	(140.898)	Passività per imposte differite	(140.898)
Totale (D)	272.258	Attività (Passività) per imposte differite (D)	272.258
Benefici ai dipendenti	(83.711)	Benefici ai dipendenti	(83.711)
Fondi per rischi ed oneri	(418.164)	Fondi per rischi ed oneri	(418.164)
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(348.411)	Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(339.335)
Totale (E)	(850.286)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)	(841.210)
Attività destinate ad essere cedute	1.144	Attività destinate ad essere cedute	1.144
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-	Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-
Totale (F)	1.144	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)	1.144
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)	7.268.685
Patrimonio Netto (H)	3.255.723	Patrimonio Netto (H)	3.255.723
Attività finanziarie non correnti	(140.923)	Attività finanziarie non correnti	(140.652)
Passività finanziarie non correnti	4.515.009	Passività finanziarie non correnti	4.512.010
Totale (I)	4.374.086	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)	4.371.358
Attività finanziarie correnti	(623.511)	Attività finanziarie correnti	(590.844)
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(569.096)	Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(569.096)
Passività finanziarie correnti	892.921	Passività finanziarie correnti	801.544
Totale (L)	(299.686)	Indeb. finanziario a breve termine (L)	(358.396)
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)	4.012.962
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)	7.268.685

RICONCILIAZIONE TRA TOTALE INDEBITAMENTO FINANZIARIO (COMUNICAZIONE ESMA DEL 4 MARZO 2021) E INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

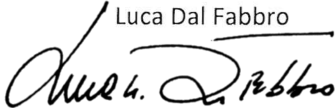
	migliaia di euro	
	30/06/2024	31/12/2023
A. Disponibilità liquide	(569.096)	(436.134)
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	(520.040)	(13.030)
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(1.089.136)	(449.164)
E. Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	211.385	70.603
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	590.159	582.628
G. Indebitamento finanziario corrente (E + F)	801.544	653.231
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G - D)	(287.592)	204.067
I. Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	1.491.251	1.525.634
J. Strumenti di debito	3.020.759	2.522.470
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
L. Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)	4.512.010	4.048.104
M. Totale indebitamento finanziario (H + L)	4.224.418	4.252.171
(-) C. Altre attività finanziarie correnti	520.040	13.030
(+) Attività finanziarie non correnti (voce prospetto situazione patrimoniale-finanziaria al netto del fair value derivati commodity)	(140.652)	(128.937)
(+) Attività finanziarie correnti (voce prospetto situazione patrimoniale-finanziaria al netto del fair value derivati commodity)	(590.844)	(203.145)
Indebitamento finanziario netto	4.012.962	3.933.119

Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998

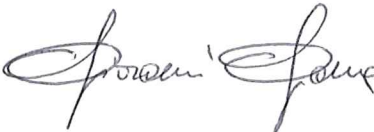
1. I sottoscritti Luca Dal Fabbro, Presidente del Consiglio di Amministrazione, e Giovanni Gazza, Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di IREN S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato nel corso del primo semestre 2024.
2. Si attesta, inoltre, che:
 - 2.1 il bilancio semestrale abbreviato:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 2.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente ad una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

29 luglio 2024

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

Luca Dal Fabbro


Il Dirigente Preposto L. 262/05

Giovanni Gazza




KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Corso Vittorio Emanuele II, 48
10123 TORINO TO
Telefono +39 011 8395144
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

*Agli Azionisti della
Iren S.p.A.*

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dai prospetti della situazione patrimoniale-finanziaria, di conto economico e delle altre componenti di conto economico complessivo, delle variazioni delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative, del Gruppo Iren al 30 giugno 2024.

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.



Gruppo Iren

*Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato
30 giugno 2024*

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Iren al 30 giugno 2024 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Torino, 6 agosto 2024

KPMG S.p.A.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Roberto Bianchi', written over a light blue horizontal line.

Roberto Bianchi
Socio



Iren S.p.A
via Nubi di Magellano, 30
42123 Reggio Emilia - Italy
www.gruppoiren.it