

Relazione Finanziaria Semestrale

al 30 giugno 2023



Sommario

INTRODUZIONE	3
Cariche sociali	4
Azionariato	5
Missione e Visione del Gruppo Iren.....	6
Il Gruppo Iren in cifre: Highlights Primo Semestre 2023	8
L'assetto societario del Gruppo Iren	10
Informazioni sul titolo Iren nel Primo Semestre 2023.....	14
RELAZIONE SULLA GESTIONE AL 30 GIUGNO 2023	17
Scenario di mercato.....	18
Fatti di rilievo del periodo	25
Indicatori Alternativi di Performance	29
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	31
Analisi per settori di attività	39
Gestione finanziaria.....	49
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	72
BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO E NOTE ILLUSTRATIVE AL 30 GIUGNO 2023.....	75
Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria.....	76
Prospetto di conto economico	78
Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo	79
Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto	80
Rendiconto finanziario.....	82
Note illustrative	83
I. Contenuto e forma del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.....	83
II. Principi di consolidamento.....	85
III. Area di consolidamento	87
IV. Aggregazioni aziendali.....	89
V. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	95
VI. Informativa sui rapporti con parti correlate.....	104
VII. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo.....	107
VIII. Altre informazioni.....	107
IX. Informazioni sulla situazione patrimoniale-finanziaria	108
X. Informazioni sul conto economico	136
XI. Garanzie e passività potenziali	146
XII. Informativa per settori di attività.....	148
XIII. Allegati al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.....	151
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998.....	160
Relazione di revisione contabile limitata sul Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato	162

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 ⁽¹⁾

Presidente	Luca Dal Fabbro ⁽²⁾
Vice Presidente	Moris Ferretti ⁽³⁾
Amministratore Delegato e Direttore Generale	Gianni Vittorio Armani ⁽⁴⁾ – in carica sino al 12 giugno 2023
Consiglieri	Francesca Culasso ⁽⁵⁾ Enrica Maria Ghia ⁽⁶⁾ Pietro Paolo Giampellegrini ⁽⁷⁾ Francesca Grasselli ⁽⁸⁾ Cristiano Lavaggi ⁽⁹⁾ Giacomo Malmesi ⁽¹⁰⁾ Giuliana Mattiazzo ⁽¹¹⁾ Tiziana Merlinò ⁽¹²⁾ Gianluca Micconi ⁽¹³⁾ Patrizia Paglia ⁽¹⁴⁾ Cristina Repetto ⁽¹⁵⁾ Licia Soncini ⁽¹⁶⁾

Collegio Sindacale ⁽¹⁷⁾

Presidente	Michele Rutigliano
Sindaci effettivi	Cristina Chiantia Simone Caprari Ugo Ballerini Sonia Ferrero
Sindaci supplenti	Lucia Tacchino Fabrizio Riccardo Di Giusto

Società di Revisione

KPMG S.p.A. ⁽¹⁸⁾

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Anna Tanganelli

⁽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.

⁽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.

⁽⁴⁾ Amministratore Delegato e Direttore Generale dal 29 maggio 2021 (con conferma delle cariche per il triennio 2022-2024 nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 21 giugno 2022) sino al 12 giugno 2023 (data in cui l'ing. Armani ha rassegnato le dimissioni da entrambe le cariche, con efficacia immediata).

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

⁽⁶⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità.

⁽⁷⁾ Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

⁽⁸⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate.

⁽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.

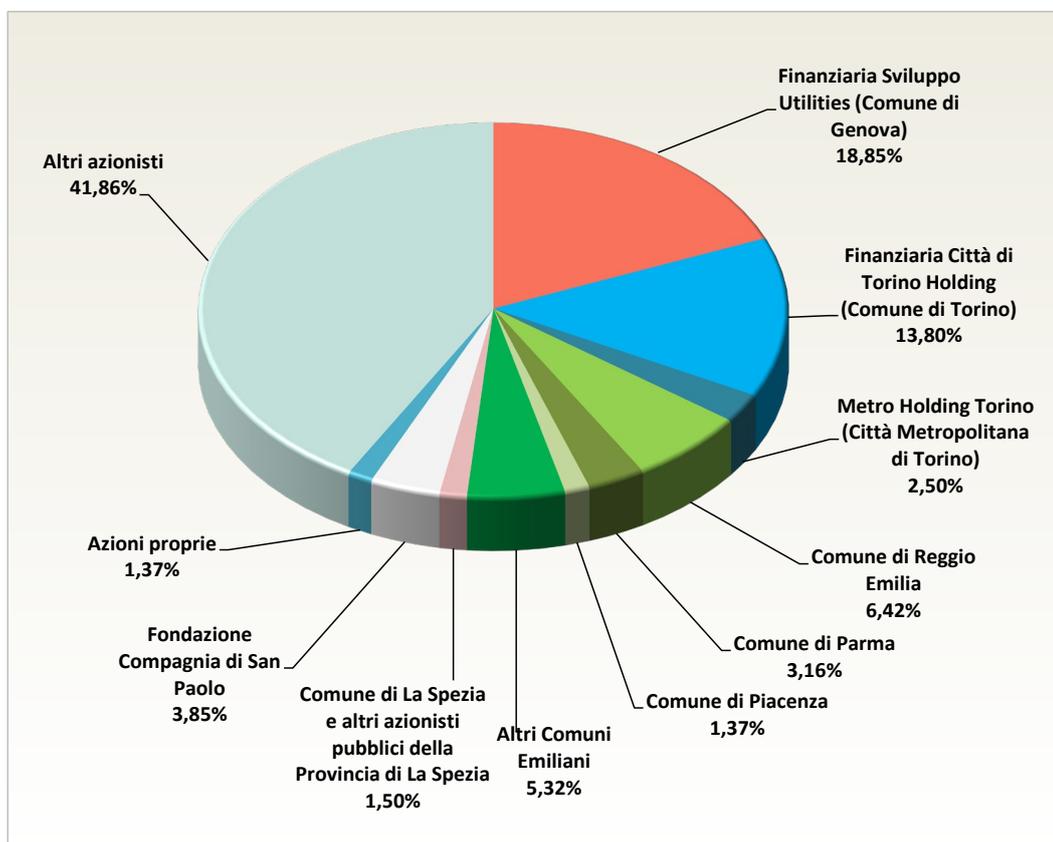
⁽¹⁷⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 6 maggio 2021 per il triennio 2021-2022-2023.

⁽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 2023, 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 2023

Dati economici

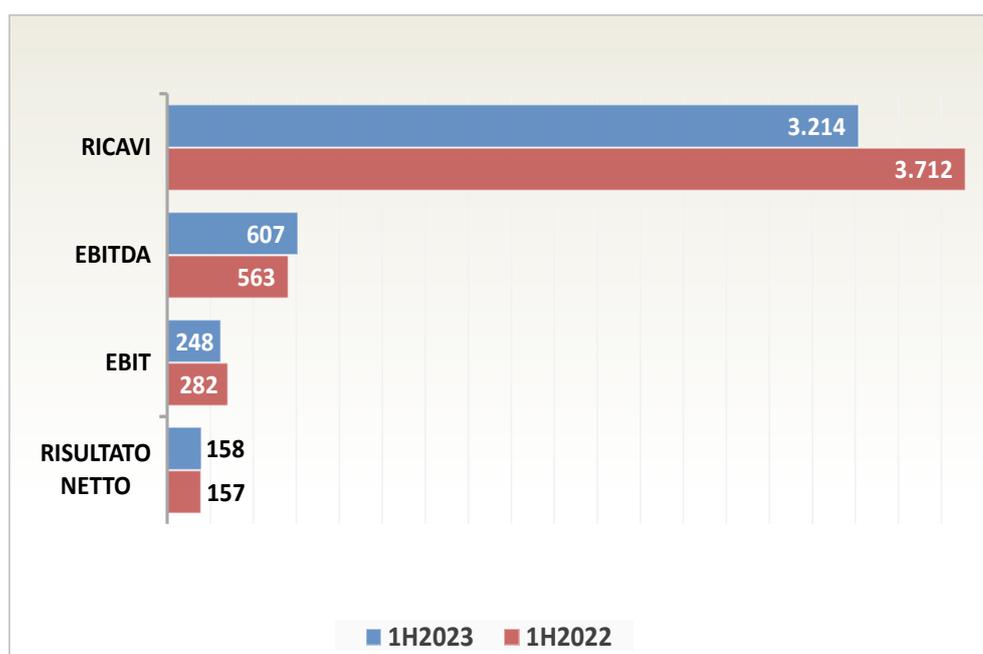
	Primo semestre 2023	Primo semestre 2022 Rideterminato	Variaz. %
Ricavi	3.214,4	3.711,6	(13,4)
EBITDA	606,5	562,7	7,8
EBIT	248,3	281,6	(11,8)
Risultato netto	158,1	156,5	1,0

milioni di euro

EBITDA Margin (EBITDA/Ricavi)	18,9%	15,2%	
-------------------------------	-------	-------	--

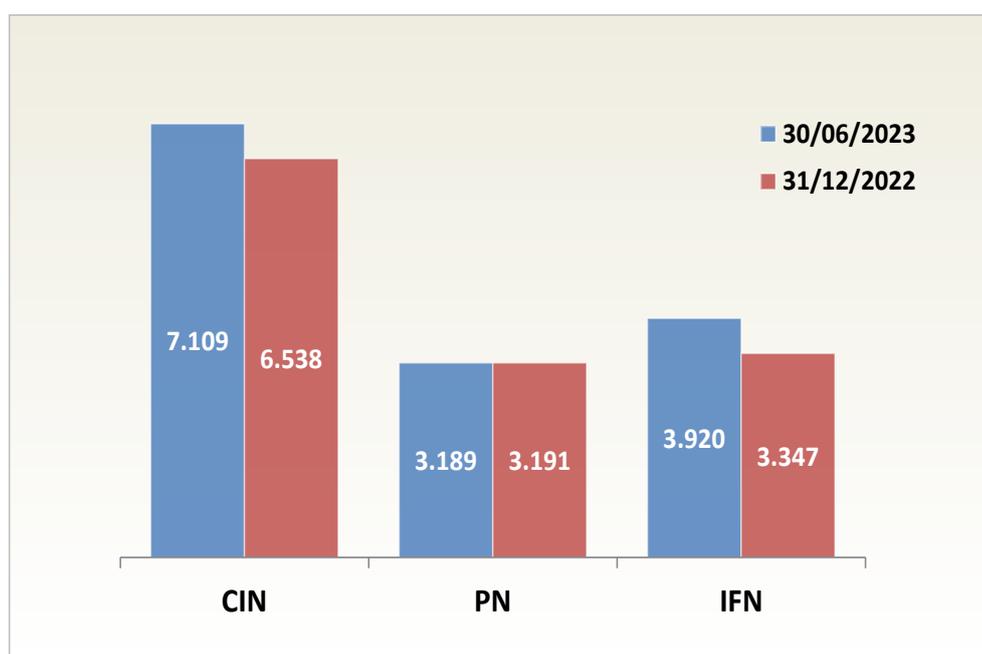
I dati comparativi del Primo Semestre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocatione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) di Iren Green Generation, Alegas e Valle Dora Energia avvenuta nell'esercizio 2022. 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		
	30.06.2023	31.12.2022	Variaz. %
Capitale Investito Netto (CIN)	7.109,3	6.537,9	8,7
Patrimonio Netto (PN)	3.189,0	3.191,1	(0,1)
Indebitamento Finanziario Netto (IFN)	3.920,3	3.346,8	17,1
Debt/Equity (Indebitamento Finanziario Netto / Patrimonio Netto)	1,23	1,05	

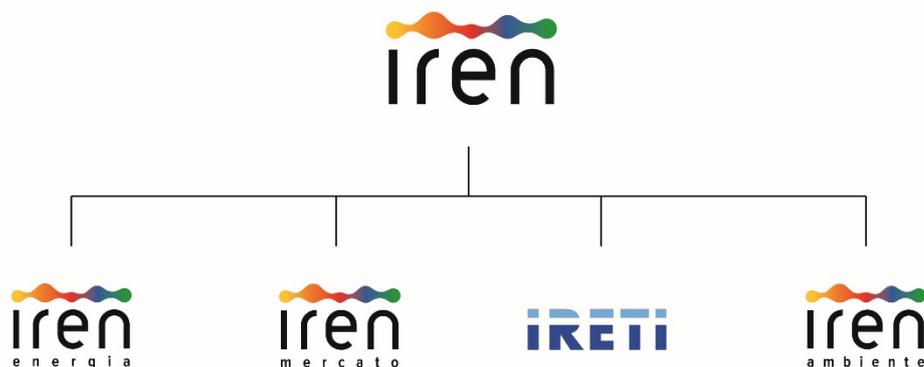


Dati tecnici e commerciali

	Primo semestre 2023	Primo semestre 2022	Variaz. %
Energia elettrica prodotta (GWh)	4.214,7	4.588,1	(8,1)
Energia termica prodotta (GWht)	1.498,5	1.835,9	(18,4)
Energia elettrica distribuita (GWh)	1.755,5	1.820,8	(3,6)
Gas distribuito (mln m ³)	600,8	713,7	(15,8)
Acqua venduta (mln m ³)	87,1	83,9	3,8
Energia elettrica venduta (GWh)	5.707,3	7.244,3	(21,2)
Gas venduto (mln m ³) (*)	1.287,5	1.389,9	(7,4)
Volumetria teleriscaldato (mln m ³)	101,7	99,0	2,7
Rifiuti gestiti (ton)	1.960.808	1.714.166	14,4

* di cui per usi interni 709,8 mln m³ nel primo semestre 2023 (804,7 mln m³ nello stesso periodo 2022, -11,8%)

L'ASSETTO SOCIETARIO DEL GRUPPO IREN



Il Gruppo è strutturato secondo un modello che prevede una holding industriale (Iren S.p.A., con sede legale a Reggio Emilia) e quattro società responsabili delle singole linee di business, ubicate nelle principali sedi operative di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia, Torino, Vercelli e La Spezia.

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 ciclo idrico integrato, della distribuzione gas e della distribuzione di energia elettrica;
- Ambiente, che svolge le attività di raccolta, igiene urbana, trattamento e smaltimento dei rifiuti;
- Energia, operante nei settori della produzione di energia elettrica e termica, del teleriscaldamento, nei servizi per l'efficienza energetica e tecnologici, di illuminazione pubblica e reti semaforiche;
- Mercato, attiva nella vendita di energia elettrica, gas, calore per teleriscaldamento e prodotti e servizi in ambito domotica, risparmio energetico e mobilità elettrica per la clientela.

BU RETI

Servizi Idrici Integrati

IRETI, capofila della Business Unit, direttamente e tramite le società operative controllate Iren Acqua, Iren Acqua Tigullio, ASM Vercelli e ACAM Acque opera nell'ambito dell'approvvigionamento idrico, fognatura e depurazione delle acque reflue nelle province di Genova, Savona, Piacenza, Parma, Reggio Emilia, Vercelli, La Spezia e in alcuni altri comuni siti in Piemonte e Lombardia. Complessivamente, negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti il servizio è svolto in 239 comuni attraverso una rete di distribuzione di 20.358 chilometri, per oltre 2,9 milioni di abitanti serviti. Per quanto riguarda le acque reflue la BU Reti gestisce una rete fognaria di complessivi 11.279 chilometri.

Il 1° gennaio 2023 "SAP" Società dell'Acqua Potabile S.r.l. la cui partecipazione totalitaria era stata acquisita da Siram S.p.A., società del gruppo francese Veolia a luglio 2022 è stata fusa per incorporazione in IRETI spa. SAP gestiva il servizio idrico nei comuni liguri di Sestri Levante, Casarza Ligure e Ne, con scadenze delle relative convenzioni ricomprese tra il 2023 e il 2027, oltre a Carasco e Moneglia le cui convenzioni sono attualmente in proroga. Con riferimento a tali territori la società serve complessivamente circa 34 mila abitanti per il servizio di acquedotto e circa 11 mila abitanti per i servizi di fognatura e depurazione. La società detiene inoltre il 49% di Egua S.r.l. che gestisce il servizio idrico nel comune di Cogorno, la cui concessione è in scadenza al 2029.

A fine marzo 2023 IRETI ha acquisito il controllo della collegata Amter S.p.A. 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 300 km e una rete fognaria di 140 km, oltre al depuratore comprensoriale di Rossiglione.

Il 31 maggio 2023 IRETI ha aumentato la propria partecipazione nella collegata AcquaEnna S.c.p.A. consentendone il consolidamento. AcquaEnna è la società per azioni a scopo consortile affidataria della gestione del servizio idrico in tutti i 20 comuni della Provincia di Enna fino al 2034, per complessivi 177 mila abitanti serviti.

Distribuzione gas

IRETI distribuisce il gas metano in 70 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza (compresi i capoluoghi), nel comune di Genova e in altri 20 comuni limitrofi. Inoltre, tramite ASM Vercelli distribuisce il gas nella città di Vercelli, in 10 comuni della stessa provincia e in altri 3 comuni siti in Piemonte e Lombardia. La rete di distribuzione, composta da 8.160 chilometri di rete in alta, media e bassa pressione, serve un bacino di oltre 738 mila punti di riconsegna.

Distribuzione di energia elettrica

Con 7.872 chilometri di rete in media e bassa tensione IRETI svolge il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nelle città di Torino, Parma e, tramite ASM Vercelli, nella città di Vercelli, per un totale di oltre 729 mila utenze allacciate.

BU AMBIENTE

Iren Ambiente, società capogruppo della Business Unit, opera in particolare nei settori della raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti nello storico bacino emiliano, oltre a gestire alcuni impianti di trattamento e smaltimento nelle province di Torino e Savona.

Inoltre, la BU Ambiente opera lungo la filiera dei rifiuti attraverso società dislocate territorialmente: AMIAT, ASM Vercelli (controllata da IRETI), TRM e Territorio e Risorse in area Piemonte, ACAM Ambiente, ReCos e Rigenera Materiali in area Liguria; San Germano svolge invece la propria attività principale di operatore della raccolta in più aree, fra le quali Sardegna, Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna.

Sempre con riferimento ai territori di operatività del Gruppo, le società di recente acquisizione della c.d. "Divisione Ambiente Unieco", dislocate su una pluralità di regioni italiane (Emilia Romagna, Piemonte, Toscana, Marche e Puglia), sono attive in tutte le fasi della filiera: dall'intermediazione al trattamento e all'avvio a valorizzazione, fino allo smaltimento di rifiuti sia urbani che speciali e, attraverso SEI Toscana, di cui Iren Ambiente detiene il controllo da luglio 2022, anche nella raccolta di rifiuti urbani.

Si segnala infine I.Blu, che 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).

La Business Unit svolge dunque tutte le attività del ciclo di gestione dei rifiuti urbani (raccolta, selezione, 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 per lo smaltimento di rifiuti speciali.

La BU Ambiente serve complessivamente 418 comuni per un totale di oltre 3,8 milioni di abitanti presenti nei bacini di operatività. La dotazione impiantistica del ciclo integrato dei rifiuti è costituita principalmente da 3 termovalorizzatori (TRM, di proprietà dell'omonima società, a Torino, il Polo Ambientale Integrato - PAI-, a Parma, e Tecnoborgo, a Piacenza, questi ultimi di proprietà della capofila Iren Ambiente), 4 discariche attive, 408 stazioni tecnologiche attrezzate e 53 impianti di trattamento, selezione, stoccaggio, recupero, biodigestione e compostaggio.

A giugno 2023 Iren Ambiente ha concluso l'acquisto della maggioranza di ReMat S.r.l., start-up innovativa attiva nella filiera del recupero del poliuretano espanso (in particolare da materassi, imbottiture dei sedili e arredi).

L'operazione consolida un percorso di collaborazione con la start-up avviato nel 2021 nell'ambito di IrenUp, programma di Corporate Venture Capital di Iren, che affianca le startup Italiane a più alto potenziale nel settore cleantech.

BU ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica

La BU Energia dispone di una potenza elettrica installata di circa 3.233 MW in assetto elettrico e di 3.060 MW in assetto cogenerativo e di una potenza termica pari a circa 2.350 MWt. In particolare, ha la disponibilità diretta di 43 impianti di produzione di energia elettrica: 35 idroelettrici (di cui 3 mini-hydro), 7 termoelettrici in cogenerazione e un termoelettrico convenzionale. La Business Unit dispone inoltre di 105 impianti di produzione fotovoltaica con una potenza installata che ha raggiunto nel 2022 i 140 MW grazie all'acquisizione del 100% del capitale di Puglia Holding (ora Iren Green Generation) che attraverso società veicolo detiene le autorizzazioni per la costruzione e gestione dei parchi fotovoltaici siti nelle località di San Vincenzo e Montevergine (provincia di Foggia) e del complesso di Palo del Colle (Provincia di Bari). Con una capacità installata di 121,5 MW, il parco fotovoltaico pugliese risulta il più grande ad oggi realizzato in Italia.

Dal lato della produzione termica, a livello di Gruppo oltre il 34% della potenza termica complessiva al servizio del teleriscaldamento proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà di Iren Energia, società capofila, e produce il 74% del calore destinato al teleriscaldamento. La parte di potenza termica relativa ai generatori di calore convenzionali è pari al 57%, con una produzione di calore per il teleriscaldamento del 13%. La porzione residuale pari al 12% è prodotta da impianti del gruppo non appartenenti alla Business Unit (termovalorizzatori).

L'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte eco-compatibile (rinnovabile o da cogenerazione ad alta efficienza) è più del 72% dell'intera produzione. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, grazie all'utilizzo di una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti, e consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale.

Dalla seconda metà del 2022 è entrato in esercizio il nuovo impianto, nella centrale termoelettrica di Turbigio, di generazione di energia elettrica a ciclo combinato, alimentato a gas, che ha consentito di aumentare la capacità installata complessiva del sito dagli attuali 850 MW a circa 1.280 MW

Iren Energia presidia inoltre le attività di programmazione e dispacciamento delle produzioni di energia elettrica del Gruppo, oltre all'operatività sulla borsa elettrica.

Teleriscaldamento

Iren Energia dispone della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale (1.109 chilometri di rete a doppia tubazione), con 743 chilometri nel territorio torinese, 10 nel Comune di Genova, 221 nel Comune di Reggio Emilia, 104 nel Comune di Parma 31 nel Comune di Piacenza; il totale della volumetria riscaldata ammonta a 101,5 milioni di metri cubi.

Servizi di efficienza energetica

La BU Energia, attraverso la propria controllata Iren Smart Solutions opera nel settore dell'efficienza energetica, svolgendo attività di progettazione, realizzazione e gestione di interventi di riduzione dei consumi di energia; si occupa della fornitura di servizi energetici e global service destinati a edifici di abitazione, a strutture private e pubbliche nonché a complessi industriali e commerciali garantendo la manutenzione e conduzione degli impianti termici, di condizionamento, idraulici, sanitari, frigoriferi, elettrici e a pannelli solari, oltre che la loro progettazione e installazione. Iren Smart Solutions si occupa inoltre dello sviluppo e della gestione dei servizi di illuminazione pubblica, semaforica e affini.

BU MERCATO

Commercializzazione energia elettrica

Iren 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. Le principali fonti di energia del Gruppo disponibili per le proprie attività sono rappresentate dalle centrali termoelettriche e idroelettriche di Iren Energia. 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).

I clienti retail e small business di energia elettrica gestiti sono oltre un milione, distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito di Torino e Parma e sulle altre aree presidiate commercialmente da Iren Mercato e da ATENA Trading.

Commercializzazione Gas Naturale

I clienti gas retail gestiti dalla Business Unit Mercato comprendono principalmente i clienti dei bacini storici genovese, torinese ed emiliano, delle aree di sviluppo ad essi limitrofe, di Vercelli e dell'area campana (rispettivamente tramite ATENA Trading e Salerno Energia Vendite) e di La Spezia. In particolare, Salerno Energia Vendite è presente in quasi tutte le province campane oltre che in alcuni comuni delle regioni Basilicata, Calabria, Toscana e Lazio.

Da luglio 2021 con l'acquisizione del 100% del capitale sociale di SidIren S.r.l. operativa nella vendita di gas naturale, Iren Mercato ha esteso il proprio portafoglio clienti gas a 78 comuni della provincia di Avellino. La società è stata fusa per incorporazione in Iren Mercato a far data dal primo gennaio 2022.

Con il perfezionamento nel corso del secondo trimestre 2022 dell'acquisto dell'80% della partecipazione nella società con sede ad Alessandria Alegas S.r.l., Iren Mercato ha incrementato il proprio portafoglio clienti rafforzando la propria presenza in Piemonte, con lo scopo di attuare nuove campagne commerciali che favoriranno la vendita di prodotti e servizi legati alla riduzione dei consumi negli edifici e alla mobilità elettrica.

Alegas opera nella vendita di gas ed energia elettrica ed ha un portafoglio di 43 mila clienti per lo più retail, di cui circa 36 mila clienti gas e 7 mila energia elettrica, quasi interamente distribuiti nella Provincia di Alessandria.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

Iren Mercato commercializza il calore, acquistato da Iren Energia, ai clienti teleriscaldati dei comuni di Torino, Nichelino, Beinasco (area torinese), Genova, Reggio Emilia, Piacenza e Parma e nelle aree di nuovo insediamento del teleriscaldamento.

Fra le proposte commerciali complementari alla vendita di *commodities* si segnalano la linea di business "New downstream", destinata alla commercializzazione alla clientela retail di prodotti innovativi nell'area della domotica, del risparmio energetico e della manutenzione di impianti domestici, e "IrenGO a zero emissioni", l'innovativa offerta per la mobilità elettrica rivolta a clienti privati, aziende ed enti pubblici con l'obiettivo di ridurre l'impatto ambientale degli spostamenti. In merito, il Gruppo ha inoltre sperimentato le potenzialità e i benefici dell'e-mobility attraverso l'avvio, al proprio interno, di una serie di iniziative quali l'installazione di infrastrutture di ricarica e la progressiva introduzione di veicoli elettrici. Tutte le iniziative interne ed esterne di mobilità elettrica IrenGO beneficiano di fornitura energetica 100% *green* proveniente dagli impianti idroelettrici del Gruppo.

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL PRIMO SEMESTRE 2023

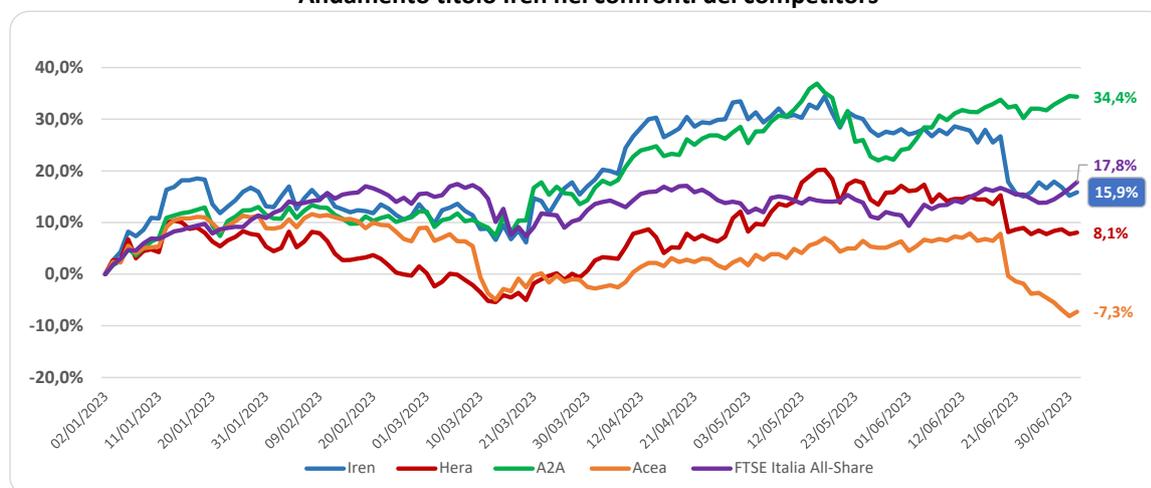
Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel corso del primo semestre del 2023 i principali indici di borsa hanno riportato un trend positivo, legato principalmente all'attenuarsi del rischio di recessione e ai minori rischi legati allo scenario energetico, in particolare per quanto riguarda la sicurezza degli approvvigionamenti.

È importante sottolineare come l'andamento positivo dei mercati finanziari si sia registrato in un periodo di politiche monetarie restrittive, durante il quale le principali Banche Centrali stanno incrementando i tassi di interesse a fini di contrasto all'inflazione.

In questo contesto, nel primo semestre 2023 il FTSE Italia All-Share (il principale indice di Borsa Italiana) ha riportato un incremento del 17,8%, mentre le quattro multiutility italiane hanno registrato performance di periodo fra loro differenti. Il Gruppo Iren riporta un trend del prezzo delle azioni positivo e tra i migliori del settore, sostenuto dall'aggiornamento del piano strategico al 2030, presentato a marzo 2023.

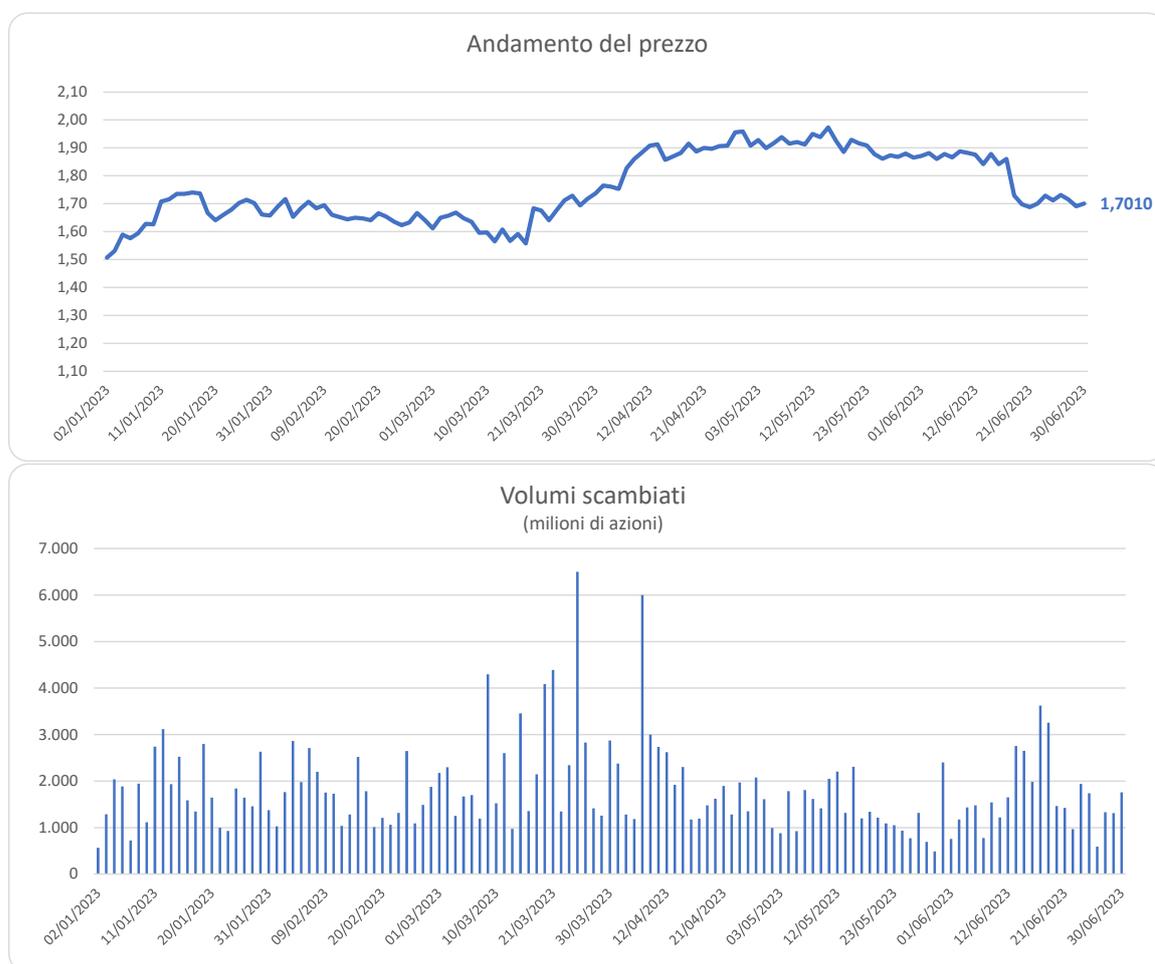
Andamento titolo Iren nei confronti dei competitors



Il prezzo del titolo IREN al 30 giugno 2023, ultimo giorno di contrattazioni del periodo, si è attestato a 1,701 euro per azione, in crescita del 15,9% rispetto al prezzo di inizio anno, con volumi medi giornalieri scambiati durante il periodo pari a 1,8 milioni di pezzi.

Il prezzo medio nel corso del periodo è stato di 1,757 euro per azione. Il massimo del periodo è stato registrato il 16 maggio (1,973 euro per azione), mentre il minimo di periodo, pari a 1,507 euro per azione, è stato invece rilevato il 2 gennaio.

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



Il coverage del titolo

Nel corso del periodo il Gruppo IREN è stato seguito da sette broker: Banca Akros, Equita, Exane BNP Paribas (sponsored research), Intermonte, Intesa Sanpaolo, Kepler Cheuvreux e Mediobanca.

SCENARIO DI MERCATO

LO SCENARIO MACROECONOMICO

La crisi energetica ha portato a un rallentamento della crescita economica su scala globale nel 2022, che si è attestata al +3,1%¹.

Secondo l'OCSE la crescita dell'economia mondiale sarà del 2,7%² nel 2023, con un modesto aumento fino al 2,9% nel 2024, entrambi ben al di sotto del tasso di crescita medio registrato nel decennio precedente la pandemia. Le previsioni di crescita sono tuttavia in lieve aumento rispetto a quelle di inizio anno, sostenute dalla combinazione di molteplici fattori: il calo dei prezzi energetici e dell'inflazione complessiva, i segnali di ripartenza dell'economia cinese, l'aumento dell'occupazione e i risparmi delle famiglie relativamente persistenti.

Il quadro macroeconomico mondiale rimane comunque vulnerabile, con l'inflazione *core* (il cui calcolo viene depurato dai beni soggetti a forte volatilità come, ad esempio, i generi alimentari e i costi dell'energia) ancora a livelli preoccupanti, nonostante l'inflazione complessiva registri una lieve diminuzione. Il tasso di inflazione *core* nell'Area Euro nel mese di giugno 2023 ha raggiunto il 5,4%, dopo aver toccato il record del 5,7% nel mese di marzo 2023, circa 4 punti percentuali in più rispetto alla media 2017-2021 e ancora lontano dall'obiettivo a medio termine della Banca Centrale Europea (BCE) del 2%.

L'alto livello inflattivo ha portato le banche centrali ad aumentare i tassi di interesse in più riprese, con l'effetto di un generale rallentamento dell'attività industriale e di una contrazione del commercio mondiale, a cui si aggiunge l'erosione del potere d'acquisto delle famiglie. Il ciclo di politica monetaria restrittiva non appare prossimo a invertirsi nel breve termine.

In tale contesto, la BCE ha portato i tassi di riferimento dal 3,75% al 4%. Oltre all'aumento del costo del debito, ha rilevanza sui tassi di crescita economica anche la progressiva eliminazione delle misure di sostegno fiscale introdotte nel 2022 a contrasto dell'incremento dei prezzi dell'energia per famiglie e imprese.

La crescita nell'Area Euro nel primo trimestre 2023 è stata dello 0,1% rispetto al quarto trimestre 2022. In Italia, dopo una lieve contrazione nel quarto trimestre del 2022 (-0,1% a livello congiunturale), il PIL reale è aumentato dello 0,6% nel primo trimestre del 2023.

La spesa delle famiglie

L'ISTAT per il primo trimestre 2023 riporta un aumento della spesa per i consumi finali delle famiglie dello 0,6%³ rispetto al trimestre precedente, a fronte di un incremento del 3,2% del reddito disponibile delle famiglie. Il tasso di risparmio delle famiglie consumatrici è stato pari al 7,6% (+2,3% rispetto al quarto trimestre 2022). Il potere di acquisto delle famiglie è cresciuto del 3,1%, a fronte della riduzione dei prezzi energetici in corso da inizio anno e dell'andamento positivo del tasso di occupazione che, tra gennaio e maggio 2023, è cresciuta del 2% rispetto allo stesso periodo del 2022.

Gli investimenti

Sempre sulla base dei dati ISTAT, nel primo trimestre del 2023 gli investimenti fissi lordi in Italia sono aumentati del 1% rispetto al trimestre precedente. Gli investimenti in mezzi di trasporto hanno beneficiato della crescita più sostenuta (+7%) mentre il contributo delle costruzioni si è fermato al +1%.

Si segnala che la Banca d'Italia prevede la crescita degli investimenti in Italia al +3% nel 2023 rispetto all'anno precedente e nulla nel 2024⁴. Il marcato rallentamento sarebbe legato al freno degli investimenti nel settore privato, principalmente a causa dell'accennato rialzo dei costi del finanziamento e dalle condizioni più rigide di accesso al credito.

Le esportazioni

Nel primo trimestre 2023 le esportazioni e le importazioni sono diminuite rispettivamente del 6% e dell'1% rispetto al trimestre precedente, coerentemente con il rallentamento del commercio internazionale e la riduzione della domanda.

¹ Fonte: OCSE, *Economic Outlook, Volume 2022 Issue 2*, novembre 2022.

² Fonte: OCSE, *Economic Outlook, Volume 2023 Issue 1*, giugno 2023.

³ Fonte: Dati ISTAT, luglio 2023.

⁴ Fonte: Banca d'Italia, *Proiezioni macroeconomiche per l'economia italiana*, 16 giugno 2023

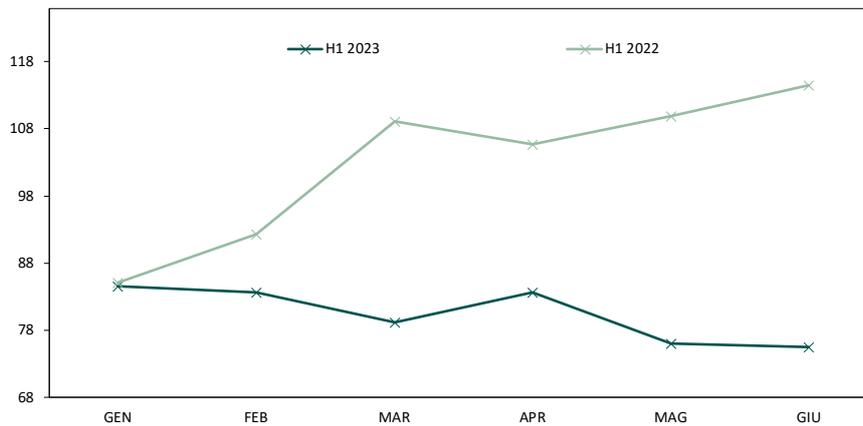
IL MERCATO PETROLIFERO

Il prezzo medio del Brent nel primo semestre del 2023 si è consuntivato a 80 \$/bbl, perdendo il 14% rispetto al secondo semestre 2022 e il 23% rispetto al primo semestre 2022, che si era attestato in media poco al di sotto di 105 \$/bbl.

La riduzione dei prezzi del petrolio è allineata alla generale tendenza alla normalizzazione delle dinamiche nei mercati delle materie prime ed è imputabile alla riduzione della tensione sulle catene di approvvigionamento e al rallentamento della crescita a livello mondiale, con politiche monetarie restrittive che pesano su consumi e investimenti. La domanda ha tuttavia fatto segnare un aumento complessivo del 2,3% nel primo semestre 2023 rispetto al primo semestre 2022, a fronte di un parallelo incremento dell'offerta del solo 1,3%, su cui stanno avendo impatto il ritorno alla politica di riduzione della produzione dell'OPEC e la riduzione volontaria da parte dell'Arabia Saudita di 1 milione di barili al giorno.

DINAMICHE PREZZO BRENT

(\$/bbl)



Elaborazioni MBS Consulting

IL MERCATO DEL GAS NATURALE

Domanda e Offerta

I consumi di gas nel primo semestre del 2023 sono diminuiti del 14,9% rispetto allo stesso periodo del 2022, per un totale di 33,2 miliardi di metri cubi (rispetto ai 39,1 miliardi/mc dello scorso anno). La significativa diminuzione dei consumi di gas in tutti i settori è legata a temperature al di sopra della media stagionale nei primi mesi dell'anno e a un maggiore contributo delle fonti rinnovabili nel mix di produzione elettrica, oltre che all'estensione delle misure di contenimento imposte dal governo fino a marzo 2024 e al persistere dei risparmi di industria e privati indotti dal rincaro dei prezzi a partire dallo scorso anno.

Nel primo semestre 2023, la domanda di gas del settore termoelettrico è diminuita del 22,0% rispetto allo stesso periodo del 2022 (per un totale di 9,9 miliardi di metri cubi), seguita dal settore residenziale (15,7 miliardi/mc, -14,7%) e da quello industriale (5,9 miliardi/mc, -10,6%).

GAS PRELEVATO (Mld mc)*	2023	2022	2021	Var % 2023 vs 2022	Var % 2022 vs 2021
Usi industriali	5,9	6,6	7,2	-10,6%	-8,3%
Usi termoelettrici	9,9	12,7	11,9	-22,0%	6,7%
Impianti di distribuzione	15,7	18,4	19,5	-14,7%	-5,6%
Rete terzi e consumi di sistema / line pack	1,7	1,3	1,2	30,8%	8,3%
Totale prelevato	33,2	39,0	39,8	-14,9%	-2,0%

* Valori cumulati al 30 giugno, elaborazioni MBS Consulting

GAS IMMESSO (Mld mc)*	2023	2022	2021	Var % 2023 vs 2022	Var % 2022 vs 2021
Importazioni	31,9	36,1	36,7	-11,6%	-1,6%
Produzione nazionale	1,4	1,5	1,6	-6,7%	-6,3%
Stoccaggi	-0,1	1,4	1,5	(**)	-6,7%
Totale immesso (inclusi stoccaggi)	33,2	39,0	39,8	-14,9%	-2,0%
Capacità massima	63,0	63,0	63,0		
Load factor	50,6%	57,2%	58,3%		

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

** Variazione superiore al 100%

Nel primo semestre del 2023 le importazioni totali sono diminuite del 11,6% rispetto al primo semestre del 2022 (rispettivamente 31,9 e 36,1 miliardi di metri cubi), coerentemente con il calo della domanda gas. In calo risulta anche la produzione nazionale, che è diminuita del 6,7% su base semestrale (con 1,4 miliardi/mc di gas prodotti nei primi sei mesi del 2023, rispetto agli 1,5 del 2022).

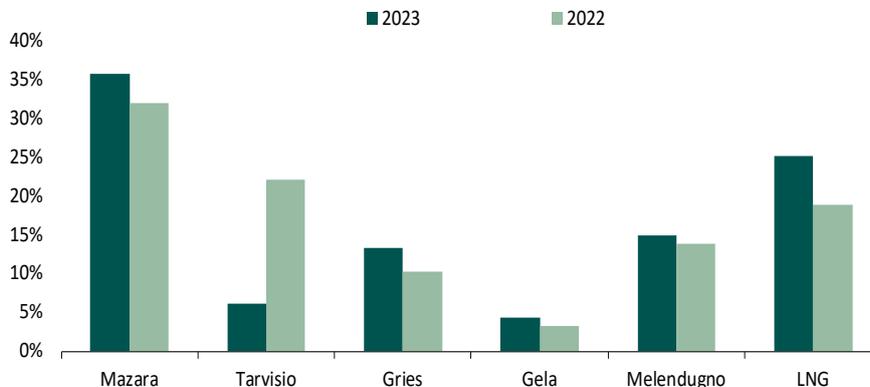
Di seguito si riporta la situazione generale dei punti di entrata nazionale connessi con l'estero:

- i flussi in ingresso dalla Russia attraverso l'entry point di Tarvisio sono stati pari a 2,0 miliardi/mc, in forte diminuzione rispetto al primo semestre del 2022 (7,9 miliardi/mc), passando da essere storicamente la principale fonte di importazioni all'ultima, con un peso sul bilancio complessivo italiano ridotto al 6,2% contro il 22% del 2022 (e oltre il 40% della media storica)
- a compensazione della riduzione dei flussi dalla Russia, sono state in forte aumento le importazioni di GNL, in crescita del 18,7% nel primo semestre del 2023, per un totale di 8,0 miliardi/mc (contro i 6,8 miliardi/mc nello stesso periodo dello scorso anno) e un peso nel mix di importazioni in costante crescita, pari a oltre il 25% nel 2023;
- il peso dei flussi provenienti dalle diverse aree del Mediterraneo è rimasto sostanzialmente stabile rispetto al primo semestre del 2022, con i flussi in arrivo dall'Algeria a Mazara del Vallo pari a 11,4 miliardi/mc nel 2023 (contro 11,5 miliardi/mc del 2022), per un peso pari al 35,7% sulle importazioni totali

- le importazioni di gas azero all'entry point di Melendugno attraverso il gasdotto TAP hanno registrato una leggera diminuzione (-4,1% su base semestrale) per un totale di 4,8 miliardi/mc nel 2023 (contro 5 miliardi/mc nel primo semestre 2022) ed un peso pari al 15,0% nel mix di importazioni
- il potenziamento della produzione norvegese ha determinato un incremento delle importazioni dal Nord Europa, per un totale di 4,3 miliardi/mc (+16,0% rispetto al 2022).

IMPORTAZIONI PER PUNTO DI ENTRATA SUL TOTALE*

(Valori %)



* Valori cumulati al 30 giugno 2023

Elaborazioni MBS Consulting

Prezzi Ingrosso Gas

Nel primo semestre del 2023 i prezzi all'ingrosso del gas naturale hanno visto una decrescita su tutti i principali hub europei, tornando in linea con i minimi del 2021.

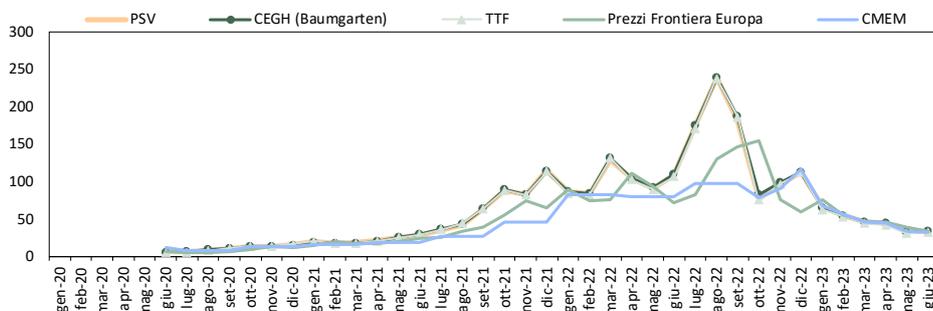
Il movimento discendente è stato principalmente dovuto al basso livello della domanda gas a livello europeo, con stoccaggi pieni più a lungo nel corso della stagione invernale (ben al di sopra dei livelli di riempimento medi degli ultimi cinque anni), che hanno facilitato la successiva fase di iniezione durante i mesi estivi del 2023.

In tale contesto, il prezzo medio spot al TTF nel primo semestre del 2023 si è attestato a 44,5 €/MWh, in diminuzione del 55,3% rispetto allo stesso periodo del 2022 (99,5 €/MWh). Il prezzo medio CEGH (Baumgarten) consuntivato ad oggi supera di poco i 46 €/MWh (in diminuzione del 54,4% su base semestrale), mentre il PSV nel primo semestre 2023 è stato in media pari a 46,8 €/MWh, -53,5% rispetto al primo semestre del 2022, quando quotava 100,7 €/MWh. Il differenziale medio PSV-TTF di si è attestato a 2,3 €/MWh, in aumento di oltre il 90% rispetto allo spread del primo semestre 2022 (1,2 €/MWh), influenzato dall'aumento dei flussi dal nord Europa verso l'Italia.

Infine, nei primi sei mesi del 2023 i prezzi alla frontiera hanno seguito la generale tendenza ribassista dei principali hub europei e si sono assestati su un livello medio di 49,6 €/MWh, in diminuzione di oltre il 40% rispetto al primo semestre 2022. La media dei prezzi italiani alla frontiera nel semestre è risultata leggermente inferiore alla media europea, assestandosi sui 48,9 €/MWh.

PREZZI ALL'INGROSSO IN EUROPA

(€/MWh)



Ultimo dato 30 giugno 23

Elaborazioni MBS Consulting

Prezzo di sbilanciamento e Mercato tutelato

Nel mercato italiano, il prezzo di sbilanciamento nel primo semestre 2023 è stato mediamente di 47,3 €/MWh⁵, inferiore di oltre il 50% rispetto ai valori relativi al primo semestre 2022 (pari, in media, a 99,8 €/MWh). Sui mercati della piattaforma MGAS, funzionali alla definizione del prezzo di sbilanciamento (MGP-GAS e MI-GAS), durante il primo semestre del 2023 è stato scambiato un volume pari a circa 6 miliardi/mc di cui 2,2 miliardi/mc scambiati sul mercato infra-giornaliero MI-GAS.

A partire dal mese di ottobre 2022, e per tutta la durata residua del regime di tutela gas (fino a fine dicembre 2023), l'aggiornamento della componente CMEM, intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel mercato tutelato, avviene su base mensile e non più trimestrale (Delibera 374/2022/R/Gas). Dallo scorso ottobre, la componente CMEM è infatti calcolata da ARERA come la media mensile del prezzo PSV *Day Ahead* rilevato da ICIS-Heren, e non più come la media delle quotazioni *forward* del TTF calcolata nel secondo mese antecedente il trimestre di riferimento (indice Pfor). Il valore medio della componente CMEM da inizio anno è pari a 47,3 €/MWh.

IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Domanda e offerta

Nel primo semestre del 2023 la produzione di energia elettrica in Italia è stata pari a 122,0 TWh, in riduzione dell'11,6% rispetto ai primi sei mesi del 2022. La richiesta di energia elettrica, pari a 150,5 TWh, è stata soddisfatta dalla produzione nazionale per l'81,1% e per il restante 18,9% dall'import.

La produzione termoelettrica nazionale, attestandosi su un volume di 77,6 TWh, ha rappresentato circa il 65% di quella netta nazionale, in diminuzione del 18,8% rispetto ai valori dello stesso periodo del 2022, principalmente a seguito del recupero della produzione idroelettrica. Quest'ultima è stata pari a 16,0 TWh, +18,0% rispetto al 2022, ma risulta ancora del 25% inferiore alla media degli ultimi cinque anni. Complessivamente la fonte idroelettrica ha contribuito alla produzione netta nazionale per il 13,2%, mentre le fonti geotermiche, eoliche e fotovoltaiche hanno contribuito per il 23,2% con una produzione di energia pari a 28,3 TWh (-1,7% rispetto al primo semestre 2022).

La domanda di energia elettrica in Italia durante i primi sei mesi dell'anno è stata del 4,8% inferiore ai livelli del primo semestre 2022, ancora influenzata dalla sensibilità ai prezzi e dai risparmi energetici. Il decremento della domanda ha interessato tutte le zone: il Sud ha registrato la riduzione più significativa (-10%) seguito da Centro (-6%), Isole (-4%) e Nord (-2%).

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

	fino a 30/06/2023	fino a 30/06/2022	Var. %
Domanda	150.501	158.017	-4,8%
<i>Nord</i>	73.325	74.920	-2,1%
<i>Centro</i>	43.638	46.669	-6,5%
<i>Sud</i>	20.362	22.660	-10,1%
<i>Isole</i>	13.176	13.768	-4,3%
Produzione netta	121.992	137.943	-11,6%
<i>Idroelettrico</i>	16.048	13.599	18,0%
<i>Termoelettrico</i>	77.604	95.528	-18,8%
<i>Geotermoelettrico</i>	2.654	2.735	-3,0%
<i>Eolico e fotovoltaico</i>	25.686	26.081	-1,5%
Consumo Pompaggi	-1.538	-1.266	21,5%
Saldo estero	30.047	21.340	40,8%

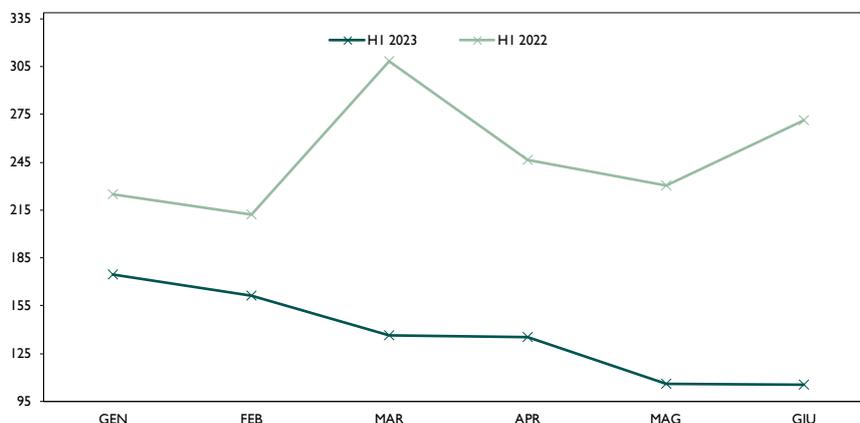
Elaborazioni MBS Consulting

⁵ Il prezzo si riferisce al SAP, *System Average Price*, come definito dalla Delibera ARERA 312/2016/R/gas.

Prezzi Mercato del Giorno Prima (MGP)

Nel primo semestre del 2023, il PUN si è attestato a un valore medio di 136,3 €/MWh, in diminuzione del 45,2% rispetto al 2022, quando la media del primo semestre aveva raggiunto i 248,6 €/MWh. Il prezzo elettrico italiano è sceso gradualmente a partire da inizio anno, in linea con l'andamento del prezzo del gas, la cui influenza sul mercato elettrico è ancora significativa. Da inizio anno, il PUN ha perso circa il 40%, assestandosi intorno ai 105 €/MWh nel mese di giugno, il valore più basso dall'estate del 2021.

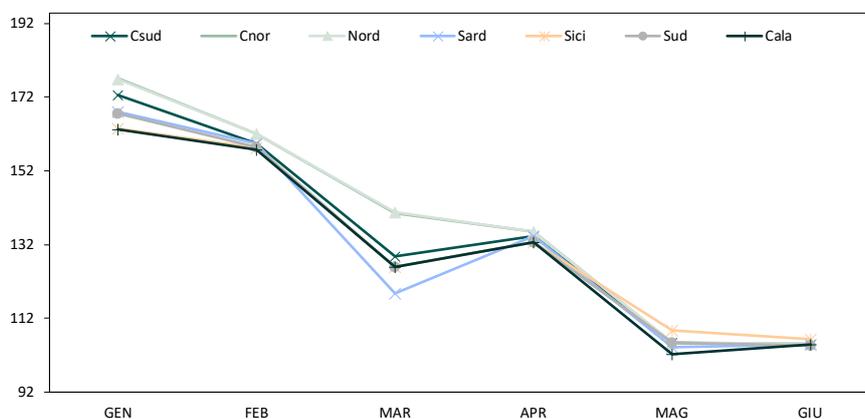
DINAMICHE PREZZO MEDIO DI ACQUISTO SU MGP - PUN
(€/MWh)



Elaborazioni MBS Consulting

La diminuzione delle quotazioni ha coinvolto tutti i prezzi zionali. Nel primo semestre 2023, il prezzo medio più elevato è stato registrato al Centro Nord, con un CCT "baseload" medio di -2,6 €/MWh, mentre il prezzo elettrico più basso è stato quello relativo alla Calabria, in media inferiore al PUN di 3,4 €/MWh. Durante il primo semestre 2023, il differenziale tra prezzi medi zionali (8,5 €/MWh) ha subito una significativa riduzione rispetto al primo semestre del 2022 (13,2 €/MWh, -35,6%).

DINAMICHE PREZZI ZONALI ITALIANI PRIMO SEMESTRE 2023
(€/MWh)

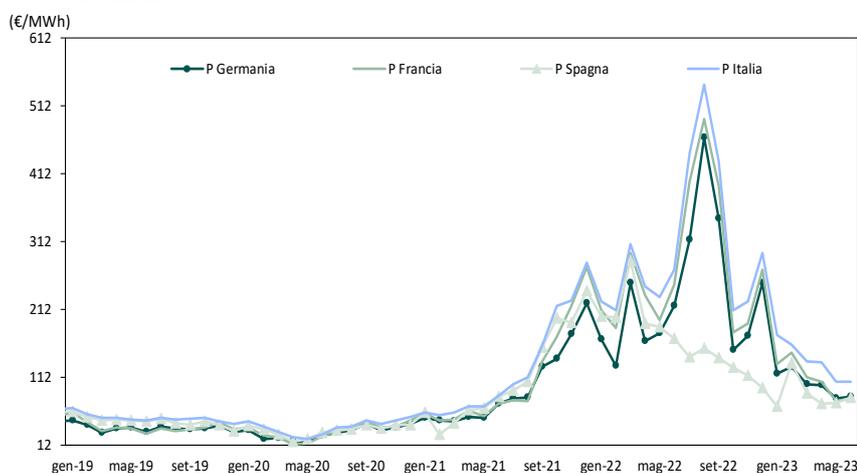


Elaborazioni MBS Consulting

Andamenti delle principali borse europee

Il prezzo medio per le borse elettriche europee⁶ nel primo semestre 2023 è stato di 99,7 €/MWh, in forte diminuzione rispetto allo stesso periodo del 2022, -51,7% (206,3 €/MWh). Il differenziale medio con il PUN è stato di 36,6 €/MWh, mentre nel primo semestre dell'anno precedente si era attestato a 42,3 €/MWh. In linea con quanto avvenuto in Italia, i prezzi europei si sono attestati su livelli significativamente più bassi di quelli del 2022 nel periodo da gennaio a giugno (mediamente del 52%).

DINAMICHE PREZZI ELETTRICI EUROPEI



Elaborazioni MBS Consulting

Futures del PUN Baseload su EEX

Nella tabella successiva vengono riportate le quotazioni dei *futures* relativi al PUN trattati nel primo semestre del 2023.

Nel corso del primo semestre, la tendenza delle quotazioni dei *futures* sul PUN per i mesi da marzo ad agosto è stata sostanzialmente al ribasso, con sole due eccezioni: il recupero del prezzo dei prodotti mensili maggio e giugno, registrato tra marzo e aprile 2023.

Anche i prezzi dei prodotti *futures* trimestrali hanno seguito la generale tendenza in diminuzione, ma con i mesi invernali (Q4-23 e Q1-24) che sono rimasti a premio, scontando attese di rialzo. Il *Calendar-24* ha seguito lo stesso andamento negativo dei prodotti trimestrali, riportando una diminuzione di oltre 26 €/MWh tra le quotazioni medie di gennaio e quelle di giugno 2023, ma continuando a incorporare lo spread positivo del Q1-24 rispetto alla parte a brevissimo termine della curva.

apr-23 Futures		mag-23 Futures		giu-23 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
mag-23	137,9	giu-23	112,4	lug-23	100,7
giu-23	135,3	lug-23	109,5	ago-23	115,0
lug-23	141,5	ago-23	118,0	set-23	115,5
trimestrali		trimestrali		trimestrali	
Q3 23	151,7	Q3 23	120,0	Q3 23	120,0
Q4 23	175,6	Q4 23	151,8	Q4 23	146,1
Q1 24	181,5	Q1 24	165,1	Q1 24	155,5
annuali		annuali		annuali	
Y1 24	160,0	Y1 24	148,8	Y1 24	143,1

Elaborazioni MBS Consulting

⁶ 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

Razionalizzazione delle concessioni di distribuzione gas tra Ascopiave e Iren

Il 31 gennaio 2023, Ascopiave e Iren, soci di Romeo Gas rispettivamente con quote dell'80,3% e del 19,7% a seguito dell'uscita di ACEA a fronte delle concessioni di proprio interesse, hanno perfezionato l'operazione di razionalizzazione di alcuni assets nell'ambito di distribuzione del gas naturale, con l'uscita del Gruppo Iren dalla stessa Romeo Gas. In particolare, l'operazione ha previsto:

- la cessione da parte di Ascopiave al Gruppo Iren dell'intero capitale di una società neocostituita, Romeo 2 S.r.l., in cui sono stati previamente conferiti i rami d'azienda relativi alla gestione delle concessioni degli ATEM Savona 1 e Vercelli di proprietà del Gruppo Ascopiave, per un perimetro di 19.000 Punti Di Riconsegna;
- la cessione da parte di Iren in favore di Ascopiave della propria partecipazione in Romeo Gas, titolare di concessioni nel Nord Italia per un totale di 126.000 PDR;
- la rinuncia da parte di Iren ad acquisire da Romeo Gas i rami d'azienda di Piacenza 1 e Pavia 4;
- la cessione da parte di Romeo Gas al Gruppo Iren dei rami d'azienda relativi alle concessioni degli ATEM Parma e Piacenza 2, con circa 3.000 PDR;
- la rinuncia al diritto di acquisire dal Gruppo A2A il ramo aziendale relativo alla gestione della rete gas localizzata in provincia di Pavia.

Complessivamente, l'operazione di razionalizzazione degli assets ha comportato il riconoscimento ad Ascopiave di un conguaglio monetario pari a 3,6 milioni di euro.

Fondi PNRR per progetti su economia circolare ed efficientamento delle reti

A inizio marzo 2023 il Gruppo ha pubblicato il primo bando di gara che utilizza i fondi assegnati dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). Il bando è relativo alle attività di ingegneria per la realizzazione di alcuni interventi sulla rete elettrica del Comune di Torino: un progetto dal valore complessivo di 44,3 milioni di euro, di cui 33,1 coperti da finanziamenti PNRR, che punta a rendere il sistema elettrico della città maggiormente resiliente agli eventi climatici, garantendo una maggiore affidabilità e stabilità delle alimentazioni elettriche. L'orizzonte temporale dell'operazione è fissato nella prima metà del 2026.

Il finanziamento citato fa parte di complessivi 124 milioni totali ottenuti dal Gruppo nell'ambito del PNRR, a fronte di investimenti coerenti con gli obiettivi e la programmazione prevista nell'ambito del Piano Industriale al 2030. Di tale ammontare complessivo, altri 76 milioni sono destinati a progetti di economia circolare riguardanti:

- l'impianto di trattamento FORSU di Saliceti, in provincia di La Spezia (40 milioni);
- impianti di trattamento rifiuti nelle province di Grosseto, Torino e Udine (17 milioni);
- il trattamento dei fanghi, attraverso interventi localizzati nelle province di Genova, Reggio Emilia e Parma (19 milioni).

In tale contesto e relativamente al restante importo del monte fondi, il Gruppo ha previsto inoltre l'avvio di progetti finanziati specifici sulla riduzione delle perdite idriche a Parma, per il teleriscaldamento a Piacenza e Dogliani (Cuneo) e in ambito innovazione tramite partenariati estesi.

Piano industriale al 2030

Il 23 marzo 2023 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'aggiornamento del Piano industriale al 2030, confermando la visione strategica e prevedendo un ulteriore incremento degli investimenti.

La strategia di crescita di Iren si fonda su tre pilastri:

- la **transizione ecologica**, con una progressiva decarbonizzazione di tutte le attività e il rafforzamento della leadership nell'economia circolare e nell'utilizzo sostenibile delle risorse;
- la **territorialità**, con un'estensione del perimetro nei territori di riferimento, la realizzazione delle comunità energetiche e la capacità di fare sistema con il territorio, mettendo a disposizione del Paese le proprie competenze;
- la **qualità**, attraverso il miglioramento delle performance e la massimizzazione dei livelli di soddisfazione dei clienti/cittadini.

In merito, il Gruppo si prefigge:

- un EBITDA di 1,87 miliardi di euro al 2030, la cui crescita riguarda tutti i settori attività, in particolare regolati e semi-regolati;
- investimenti complessivi per 10,5 miliardi di euro. Il 58% di essi, pari a 6,1 miliardi, è riferito a investimenti di sviluppo per linee interne, destinati a favorire la crescita dimensionale del Gruppo, relativi prevalentemente allo sviluppo del comparto delle energie rinnovabili, a impianti di recupero di materia, all'estensione delle reti di teleriscaldamento e ai progetti relativi alle comunità energetiche, mentre un ulteriore 30% (3,2 miliardi) riguarda investimenti di "mantenimento", volti a incrementare l'efficienza e la qualità del servizio e riguardanti in particolare la resilienza delle reti di distribuzione. Infine, gli investimenti per linee esterne, pari al 12% (1,2 miliardi) sono destinati al consolidamento di società partecipate, alla partecipazione alle gare gas, del servizio idrico o della raccolta rifiuti in aree strategiche del Paese;
- un rapporto Posizione Finanziaria Netta/EBITDA al 2030 pari a 2,7x. Nonostante i significativi investimenti previsti e l'incremento atteso degli oneri finanziari, il *ratio* è atteso sempre inferiore alla soglia di 3,4x nell'orizzonte di piano, confermando l'impegno verso un'equilibrata struttura del capitale finalizzata al mantenimento del giudizio di investment grade. Il costo del debito è previsto inferiore al 2% fino al 2024, mentre per i restanti anni le previsioni si attestano al 2,4%. Infine, a partire dal 2024 il 90% dell'indebitamento finanziario sarà composto da strumenti di finanza sostenibile;
- un utile netto di Gruppo di 460 milioni di euro al 2030;
- un dividendo previsto in crescita annua del 10% fino al 2025. Nella seconda parte dell'orizzonte di piano il dividendo per azione sarà pari al 50-60% dell'utile netto di Gruppo.

Infine, in aggiunta agli accennati investimenti, è disponibile un portafoglio di ulteriori opzioni strategiche, non riflesse nei razionali del Piano, del valore di 1,5 miliardi di euro, relative al servizio idrico e al ciclo dei rifiuti nel sud Italia. La realizzazione di tali ulteriori investimenti avverrà tramite partnership finanziarie.

Acquisizione del controllo di Amter

Il 28 marzo 2023 IRETI ha perfezionato l'operazione di acquisizione del 51% di Amter S.p.A., detenuto dai Comuni di Campo Ligure, Cogoleto, Masone, Mele e Rossiglione (Provincia di Genova). Il restante 49% della società è già di proprietà della controllata Iren Acqua. Il corrispettivo dell'acquisizione è pari a 2,3 milioni di euro.

Amter gestisce il ciclo idrico nell'area di Ponente della provincia di Genova con una rete idropotabile di 300 km e una rete fognaria di 140 km, oltre al depuratore comprensoriale di Rossiglione.

Con tale operazione, IRETI anticipa l'ingresso nella gestione del servizio idrico nei comuni di Campo Ligure, Cogoleto, Masone, Mele e Rossiglione rispetto alle scadenze fissate dalla Convenzione salvaguardata tra Amter e gli stessi, accelerando così le sinergie e le performance di sostenibilità in tali territori.

Finanziamento BEI *Sustainability Linked*

Il 30 marzo 2023 Iren ha sottoscritto con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) un prestito *Sustainability Linked* da 150 milioni di euro della durata di 18 anni, volto a finanziare gli interventi di miglioramento della rete di distribuzione idrica, della raccolta delle acque reflue e degli impianti di depurazione nelle province di Genova e La Spezia, per un bacino servito di oltre un milione di persone.

Il finanziamento BEI prevede un aggiustamento del margine (spread) in base al raggiungimento di determinati indicatori (*KPIs*) legati alla riduzione delle perdite idriche e rappresenta uno dei primi *Green Loans* concessi dalla Banca al settore idrico a livello globale.

Ratings Standard & Poor's e Fitch

Il 27 aprile 2023 l'Agenzia di rating Standard & Poor's Global Ratings (S&P) ha comunicato la revisione al rialzo del rating per il merito di credito a lungo termine del Gruppo Iren portandolo a "BBB" Outlook "Stable" dal precedente "BBB-" Outlook "Positive". Lo stesso rating è attribuito anche al debito senior non garantito. Inoltre, l'11 maggio 2023 l'Agenzia di rating Fitch Ratings ha rivisto l'outlook del Gruppo migliorandolo a "Positive" da "Stable", confermando allo stesso tempo il rating "BBB" sia per il merito di credito a lungo termine sia per il debito senior non garantito.

Il miglioramento delle valutazioni riflette la resilienza del modello di business del Gruppo dimostrata nel corso del 2022, la valenza del piano strategico al 2030, che prevede un significativo posizionamento nei

business regolati a supporto della stabilità dei flussi di cassa futuri, l'impegno del management a mantenere equilibrate metriche finanziarie, il buon livello di liquidità e la forte credibilità sul mercato dei capitali.

Assemblea degli Azionisti

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti ha approvato in data 4 maggio 2023 il Bilancio d'Esercizio al 31 dicembre 2022 della Società e la Relazione sulla Gestione, e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,11 euro per azione ordinaria, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

L'Assemblea degli Azionisti ha inoltre:

- approvato la sezione prima ("Politiche sulla Remunerazione 2023") della Relazione sulla politica in materia di remunerazione 2023 e sui compensi corrisposti 2022;
- espresso voto favorevole sulla sezione seconda ("Compensi corrisposti esercizio 2022") della stessa Relazione;
- approvato la proposta di adeguamento dei corrispettivi all'inflazione per l'incarico di revisore legale dei conti a partire dall'esercizio 2022 a fine mandato;

L'Assemblea Ordinaria ha inoltre autorizzato il Consiglio di Amministrazione ad acquistare e disporre di azioni proprie di Iren S.p.A., anche in via frazionata, ai sensi degli articoli 2357 e seguenti del codice civile. Il Consiglio di Amministrazione potrà effettuare operazioni di acquisto e di disposizione di azioni proprie per un massimo di azioni pari a ulteriori n. 45.532.598 di azioni della Società, tale comunque da non eccedere un ulteriore 3,5% del capitale sociale, in aggiunta alle n. 17.855.645 azioni, pari all'1,37% del capitale sociale, già oggetto di acquisto nell'ambito di precedenti programmi. Il programma di acquisto di azioni proprie è consentito per diciotto mesi a decorrere dalla delibera assembleare.

Acquisizione del controllo di AcquaEnna

Il 31 maggio 2023 Ireti ha acquisito dal socio COGEN S.p.A. un'ulteriore quota del 2,367% del capitale sociale della collegata AcquaEnna S.c.p.A. per un corrispettivo di 0,6 milioni di euro, portando la quota di partecipazione al 50,867% e consentendone il consolidamento.

AcquaEnna è affidataria della gestione del servizio idrico in tutti i comuni della Provincia di Enna fino al 2034, per complessivi 177 mila abitanti serviti.

Dimissioni dell'ing. Armani

Il 12 giugno 2023 l'ing. Gianni Vittorio Armani ha presentato le proprie dimissioni da Consigliere, Amministratore Delegato e Direttore Generale di Iren S.p.A con efficacia immediata, rinunciando contestualmente a ogni delega e potere conferitigli.

In modo da assicurare stabilità e continuità alla gestione aziendale è stata data applicazione al vigente contingency plan, che contiene indicazioni in merito all'attribuzione delle deleghe tra gli altri amministratori esecutivi (Presidente e Vice Presidente) nell'intervallo di tempo necessario all'individuazione, nel rispetto delle prerogative riservate al Comitato del Sindacato del Patto parasociale vigente tra soci pubblici, di un nuovo Amministratore Delegato.

Investimento nella start-up ReMat

A giugno 2023 Iren Ambiente ha concluso l'acquisto della maggioranza di ReMat S.r.l., start-up innovativa attiva nella filiera del recupero del poliuretano espanso (in particolare da materassi, imbottiture dei sedili e arredi), con un investimento complessivo di oltre 3,5 milioni di euro.

L'operazione prevede un aumento di capitale da parte di Iren Ambiente, con il contestuale acquisto di tutte le quote in possesso degli *angel investors* e del complesso di Nichelino (TO), che comprende il sito produttivo sperimentale della start-up. Il nuovo assetto vede dunque Iren Ambiente possedere una quota pari all'88,43% del capitale della società.

L'operazione consolida un percorso di collaborazione con la start-up avviato nel 2021 nell'ambito di IrenUp, programma di Corporate Venture Capital di Iren, che affianca le startup Italiane a più alto potenziale nel settore cleantech. Lo sviluppo impiantistico di ReMat rientra inoltre tra i progetti per cui il Gruppo ha ottenuto finanziamenti legati al PNRR.

Acquisizione dell'autorizzazione per la costruzione di un nuovo impianto fotovoltaico da 20MW in Sicilia

Il 26 giugno 2023 Iren Green Generation ha sottoscritto con European Energy il contratto per l'acquisizione del 100% della società veicolo Limes 20 S.r.l., titolare dell'autorizzazione per la realizzazione di un nuovo impianto fotovoltaico da 20,39 MWp su terreni siti nei comuni di Noto e di Pachino (SR), in Sicilia.

Tale operazione si inserisce nell'ambito della partnership commerciale sottoscritta nel gennaio 2022 con la stessa European Energy, relativa a una *pipeline* di sviluppo di 437,5 MWp di progetti fotovoltaici in Italia.

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 dello stato patrimoniale riclassificato con quello di bilancio riportato negli allegati al bilancio consolidato.

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.

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. 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

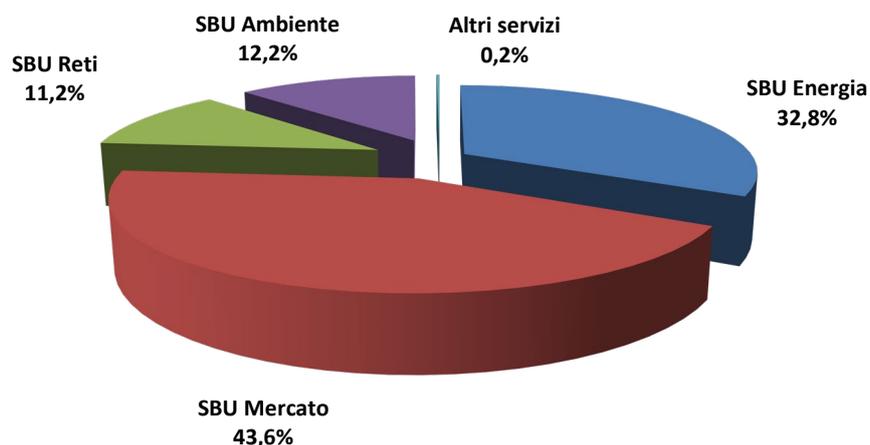
	migliaia di euro		
	Primo semestre 2023	Primo semestre 2022 Rideterminato	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	3.103.488	3.650.475	(15,0)
Altri proventi	110.899	61.138	81,4
Totale ricavi	3.214.387	3.711.613	(13,4)
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.535.930)	(2.134.848)	(28,1)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(756.658)	(728.639)	3,8
Oneri diversi di gestione	(51.446)	(49.246)	4,5
Costi per lavori interni capitalizzati	28.666	21.649	32,4
Costo del personale	(292.561)	(257.798)	13,5
Totale costi operativi	(2.607.929)	(3.148.882)	(17,2)
MARGINE OPERATIVO LORDO	606.458	562.731	7,8
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(286.848)	(252.874)	13,4
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(35.819)	(35.644)	0,5
Altri accantonamenti e svalutazioni	(35.516)	7.414	(*)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(358.183)	(281.104)	27,4
RISULTATO OPERATIVO	248.275	281.627	(11,8)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	14.001	5.764	(*)
Oneri finanziari	(54.413)	(37.465)	45,2
Totale gestione finanziaria	(40.412)	(31.701)	27,5
Rettifica di valore di partecipazioni	4.110	5.046	(18,5)
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	1.993	5.625	(64,6)
Risultato prima delle imposte	213.966	260.597	(17,9)
Imposte sul reddito	(55.914)	(104.062)	(46,3)
Risultato netto delle attività in continuità	158.052	156.535	1,0
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	158.052	156.535	1,0
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	142.932	137.237	4,1
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	15.120	19.298	(21,6)

(*) Variazione superiore al 100%

I dati comparativi del Primo Semestre 2022 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 Iren Green Generation, Alegas e Valle Dora Energia avvenuta nell'esercizio 2022. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

Ricavi

Al 30 giugno 2023 il Gruppo ha conseguito ricavi per 3.214,4 milioni di euro in diminuzione del -13,4% rispetto ai 3.711,6 milioni di euro del primo semestre 2022. I principali fattori di contrazione del fatturato sono riferibili ai ricavi energetici, influenzati per circa -563 milioni di euro dalle minori quantità vendute, in parte correlate ad un andamento climatico più mite, e per circa -118 milioni di euro dalla riduzione dei prezzi delle commodities. Contribuiscono invece positivamente alla variazione del fatturato le attività di efficientamento energetico quali le riqualificazioni energetiche e le ristrutturazioni degli edifici, favorite dalle agevolazioni fiscali (+77 milioni circa). Infine, le variazioni di perimetro incidono sui ricavi per circa 127 milioni di euro e sono essenzialmente riferibili al consolidamento di Alegas (consolidata da aprile 2022), Valle Dora Energia (da giugno 2022), SEI Toscana (da luglio 2022) e AcquaEnna (da giugno 2023).



Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 606,5 milioni di euro, in aumento del +7,8% rispetto ai 562,7 milioni di euro del primo semestre 2022.

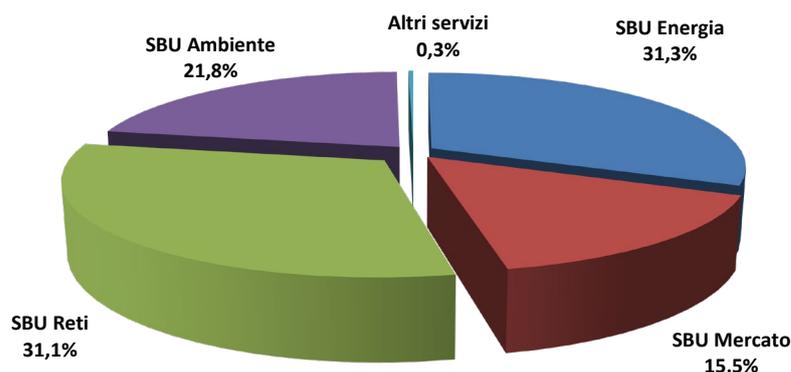
Influiscono positivamente sul margine di periodo il consolidamento di SEI Toscana (+13 milioni di euro), operativa nella raccolta dei rifiuti, la crescita organica correlata agli incrementi dei ricavi tariffari in conseguenza dello sviluppo degli investimenti nei servizi a rete (energetiche e idriche) e l'entrata in esercizio dell'impianto di trattamento della frazione organica dei rifiuti (Forsu) di Reggio Emilia.

L'attività di commercializzazione sia dell'energia elettrica che del gas ha beneficiato di un importante recupero della marginalità unitaria a seguito dell'inversione di trend dello scenario energetico (+64 milioni di euro circa).

Di contro, il primo semestre 2023 si caratterizza per una dinamica di forte riduzione dei volumi energetici con un impatto negativo sul margine di circa -19 milioni di euro, seppur in miglioramento rispetto al primo trimestre. In particolare, l'andamento climatico mite e una riduzione dei consumi conseguenti al "caro bollette" hanno determinato un importante riduzione delle vendite di gas e di calore per teleriscaldamento. E' inoltre da segnalare un aumento della produzione termoelettrica, grazie all'entrata in esercizio di una nuova unità di produzione della centrale di Turbigo, e della produzione idroelettrica (+28,1%).

Incidono sul margine del periodo il mercato del dispacciamento MSD molto negativo, peraltro in forte riduzione anche a livello nazionale, i maggiori costi per effetti inflattivi che saranno recuperati nei prossimi periodi tariffari e il venir meno di sopravvenienze attive relative ai titoli di efficienza energetica dell'impianto di Torino Nord e alla sentenza del Consiglio di Stato in merito ai conguagli delle tariffe del Servizio Idrico di esercizi precedenti rilevate nel primo semestre 2022 e non più ripetibili.

Complessivamente l'incremento del margine in riferimento alle singole *business unit* è così suddiviso: Ambiente +4,8%, Energia -8,3%, Reti -4,7%, mentre risulta in forte miglioramento la *business unit* Mercato (con un incremento superiore al 100%); quest'ultimo trend è da leggersi assieme alla flessione della marginalità della BU Energia, nella logica di gestione integrata della filiera energetica (produzione e commercializzazione di energia).



Risultato operativo

Il risultato operativo è pari a 248,3 milioni di euro, in diminuzione del -11,8% rispetto ai 281,6 milioni di euro del primo semestre 2022. Nel periodo si sono registrati maggiori ammortamenti per oltre 34 milioni di euro relativi all'entrata in esercizio di nuovi investimenti e all'ampliamento del perimetro di consolidamento, minor rilascio fondi per circa 10 milioni di euro e maggiori accantonamenti a fondo rischi per circa 34 milioni di euro, correlati ai meccanismi di compensazione previsti dal DL Sostegni Ter (di cui 14 milioni relativi al 2022). Senza tali accantonamenti, non ricorrenti, l'EBIT ammonterebbe a 282,3 milioni di euro, in sostanziale allineamento con il dato del primo semestre 2022.

Gestione finanziaria

Il risultato della gestione finanziaria esprime un saldo di oneri finanziari netti di 40,4 milioni di euro, mentre nel periodo comparativo il dato si attestava a 31,7 milioni (+27,5%).

I proventi finanziari registrano un aumento di 8,2 milioni di euro rispetto al primo semestre 2022, al quale contribuiscono i maggiori interessi attivi per l'aumento dei tassi e i proventi da attualizzazione dei fondi.

Dal lato degli oneri finanziari si assiste a un incremento di 16,9 milioni di euro (54,4 milioni nel primo semestre 2023 contro i 37,5 milioni dell'analogo periodo 2022), dovuto principalmente all'aumento dei tassi e all'incremento dell'indebitamento.

Rettifica di valore di partecipazioni

L'importo di 4,1 milioni di euro si riferisce principalmente alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione del controllo, delle interessenze pregresse in Amter e AcquaEnna. L'importo del periodo comparativo era in massima parte riferito al provento derivante dall'acquisizione delle attività nette di Valle Dora Energia.

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

La voce, che si attesta a +2,0 milioni di euro (+5,6 milioni nel primo semestre 2022) comprende il pro-quota dei risultati delle società collegate del Gruppo, i più rilevanti dei quali riguardano Aguas de San Pedro e Asti Servizi Pubblici. Il risultato del primo semestre 2022 ricomprendeva, fra gli altri, il risultato di Valle Dora Energia, ora consolidata integralmente.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte si attesta a 214,0 milioni di euro (260,6 milioni nel primo semestre 2022).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo semestre 2023 sono pari a 55,9 milioni di euro, in diminuzione rispetto ai 104,1 milioni del periodo comparativo.

Il tax rate effettivo, pari al 26,1%, beneficia 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. In assenza di tale effetto, il tax rate *adjusted* sarebbe pari a 28,5%, pressoché invariato rispetto al primo semestre 2022.

Nel periodo comparativo la voce accoglieva inoltre la miglior stima degli effetti della misura di cui all'articolo 37 del DL 21/2022, che prevedeva un prelievo quale "contributo straordinario contro il caro bollette" sugli "extra-profitti" delle imprese operanti nel settore energetico. Per il Gruppo il contributo complessivo era stimato nella misura di 30,5 milioni di euro.

Risultato netto del periodo

In conseguenza di quanto sopra esposto, si rileva un utile netto del periodo pari a 158,1 milioni di euro, in aumento dell'1% rispetto al risultato dell'analogo periodo 2022.

Il dato è riconducibile al risultato di pertinenza degli azionisti per 143,0 milioni, mentre l'utile attribuibile alle minoranze è pari a 15,1 milioni.

Situazione patrimoniale e finanziaria

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	30.06.2023	31.12.2022	Var. %
Attivo immobilizzato	7.833.963	7.654.903	2,3
Altre attività (Passività) non correnti	(468.189)	(416.214)	12,5
Capitale circolante netto	225.429	(223.927)	(*)
Attività (Passività) per imposte differite	202.912	198.645	2,1
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(685.977)	(692.301)	(0,9)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	1.144	16.802	(93,2)
Capitale investito netto	7.109.282	6.537.908	8,7
Patrimonio netto	3.189.038	3.191.154	(0,1)
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(159.129)</i>	<i>(169.057)</i>	<i>(5,9)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>4.233.991</i>	<i>4.266.014</i>	<i>(0,8)</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	4.074.862	4.096.957	(0,5)
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(438.103)</i>	<i>(1.044.778)</i>	<i>(58,1)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>283.485</i>	<i>294.575</i>	<i>(3,8)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(154.618)	(750.203)	(79,4)
Indebitamento finanziario netto	3.920.244	3.346.754	17,1
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	7.109.282	6.537.908	8,7

(*) Variazione superiore al 100%

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.

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo.

L'attivo immobilizzato al 30 giugno 2023 ammonta a 7.834,0 milioni di euro, incrementatosi rispetto al 31 dicembre 2022, quando era pari a 7.654,9 milioni. L'aumento (+179,1 milioni) è principalmente da ricondursi all'effetto delle seguenti determinanti:

- gli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali ed immateriali (+355,8 milioni) e gli ammortamenti (-286,8 milioni) del periodo;
- i nuovi assets, comprensivi di avviamento, derivanti dalle operazioni di M&A del periodo per complessivi 111,0 milioni di euro relativi:
 - alla BU Reti, riferiti alle concessioni in ambito gas acquisite tramite Romeo 2 e all'acquisizione del controllo di AMTER e AcquaEnna, rispettivamente gestori del Servizio Idrico Integrato in cinque comuni della Provincia di Genova e nella Provincia di Enna (100,6 milioni);
 - alla BU Energia, riferiti allo sviluppo di parchi fotovoltaici (7,0 milioni);
 - alla BU Ambiente, riferiti all'impianto di recupero materia di ReMat (3,4 milioni);
- la rilevazione di diritti d'uso in applicazione dell'IFRS 16 – *Leases* per 6,7 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".

Il Capitale Circolante Netto si attesta a 225,4 milioni di euro, contro i -223,9 milioni al 31 dicembre 2022. La variazione è essenzialmente riconducibile alle componenti di natura commerciale.

I "Fondi Rischi e Benefici ai Dipendenti" ammontano a 686,0 milioni di euro e si decrementano rispetto al dato di fine 2022, quando erano pari a 692,3 milioni, principalmente per l'effetto degli utilizzi del periodo, superiori agli stanziamenti per nuove passività probabili.

Il Patrimonio Netto ammonta a 3.189,0 milioni di euro, contro i 3.191,1 milioni del 31 dicembre 2022 (-2,1 milioni). La variazione è dovuta principalmente al risultato netto (+158,1 milioni), ai dividendi erogati (-183,4 milioni), all'andamento della riserva *cash flow hedge* legata agli strumenti derivati di copertura tasso e *commodities* (+20,5 milioni), alla variazione dell'area di consolidamento (+4,8 milioni), all'acquisto di minorities in entità controllate (-0,9 milioni) e ad altre variazioni minori (-1,2 milioni).

L'Indebitamento Finanziario Netto si attesta a 3.920,3 milioni di euro al 30 giugno 2023, in aumento (+17,1%) rispetto al dato del 31 dicembre 2022. 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 2023	Primo semestre 2022 Rideterminato	Var. %
(Indebitamento) Finanziario Netto iniziale	(3.346.754)	(2.906.401)	15,2
Risultato del periodo	158.052	156.535	1,0
Rettifiche per movimenti non finanziari	581.171	479.022	21,3
Erogazioni benefici ai dipendenti	(4.112)	(4.879)	(15,7)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(166.305)	(24.691)	(*)
Variazione altre attività/passività non correnti	8.882	1.543	(*)
Imposte pagate	-	(128.708)	(100,0)
Flussi finanziari per transazioni su mercati derivati commodities	(17.471)	(30.850)	(43,4)
Altre variazioni patrimoniali	(373)	265	(*)
Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(527.182)	(154.342)	(*)
Cash flow operativo	32.662	293.895	(88,9)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(355.794)	(337.795)	5,3
Investimenti in attività finanziarie	(426)	(39.892)	(98,9)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	18.280	659	(*)
Acquisizione di società controllate	(61.938)	(238.997)	(74,1)
Dividendi incassati	1.610	1.705	(5,6)
Totale flusso finanziario da attività di investimento	(398.268)	(614.320)	(35,2)
Free cash flow	(365.606)	(320.425)	14,1
Flusso finanziario del capitale proprio	(183.398)	(164.710)	11,3
Altre variazioni	(24.486)	(7.310)	(*)
Variazione (Indebitamento) Finanziario Netto	(573.490)	(492.445)	16,5
(Indebitamento) Finanziario Netto finale	(3.920.244)	(3.398.846)	15,3

(*) Variazione superiore al 100%

I dati comparativi del Primo Semestre 2022 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 Iren Green Generation, Alegas e Valle Dora Energia avvenuta nell'esercizio 2022. 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 2022, pari a +573,5 milioni di euro, deriva dalle seguenti determinanti:

- un *cash flow operativo* pari a +32,7 milioni, in cui la redditività operativa è stata assorbita dalla variazione del Capitale Circolante Netto;
- un *flusso finanziario da attività di investimento* di -398,3 milioni che comprende in particolare gli investimenti tecnici del periodo (355,8 milioni, superiori del 5,3% rispetto al primo semestre 2022) e gli acquisti di partecipazioni (alle voci "Investimenti in attività finanziarie" e "Acquisizione di società controllate") per complessivi 62,4 milioni. Tale importo si riferisce al corrispettivo pagato per AcquaEnna (31,0 milioni), l'operazione Romeo 2 (19,8 milioni), Limes 20 (5,3 milioni), ReMat (3,0 milioni), Amter (2,1 milioni), le quote di minoranza di Futura (1,0 milione) e altre minori (0,2 milioni). Il dato del primo semestre 2022, pari a 278,9 milioni, era relativo alle acquisizioni di Iren Green Generation, Valdarno Ambiente, Alegas e Valle Dora Energia.
Si segnala inoltre che la voce "Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute" ricomprende l'incasso derivante dall'alienazione di Romeo Gas;
- un *flusso finanziario del capitale proprio* pari a -183,4 milioni riferito all'erogazione di dividendi del periodo;
- la voce *altre variazioni*, pari a -24,5 milioni (-7,3 milioni nel periodo comparativo), riferita principalmente agli interessi pagati e ai nuovi contratti di *lease*, oltre alla 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 2023”.

ANALISI PER SETTORI DI ATTIVITÀ

Il Gruppo Iren individua i 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, Servizi di efficienza energetica, Illuminazione Pubblica, Servizi di global service, Gestione calore)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas e altri servizi alla clientela)
- Altri servizi (Laboratori, Telecomunicazioni e 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 2022 e i conti economici del primo semestre 2023 (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del primo semestre 2022 rideterminati. Al 30 giugno 2023 le attività non regolate contribuiscono alla formazione del margine operativo lordo per il 33% (17% al 30 giugno 2022), le attività regolate pesano per il 50% (in calo rispetto al 54% del corrispondente periodo 2022), mentre le attività semi regolate contribuiscono per il 17% (29% nel primo semestre 2022).

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2023

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.488	1.497	2.247	355	30	217	7.834
Capitale circolante netto	28	(39)	289	(62)	9	-	225
Altre attività e passività non correnti	(657)	(157)	(171)	32	3	-	(950)
Capitale investito netto (CIN)	2.859	1.301	2.365	325	42	217	7.109
Patrimonio netto							3.189
Posizione Finanziaria netta							3.920
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							7.109

Situazione patrimoniale per settori di attività al 31 dicembre 2022

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.323	1.475	2.270	337	28	222	7.655
Capitale circolante netto	(42)	(200)	150	(138)	6	-	(224)
Altre attività e passività non correnti	(604)	(172)	(186)	53	0	16	(893)
Capitale investito netto (CIN)	2.677	1.103	2.234	252	34	238	6.538
Patrimonio netto							3.191
Posizione Finanziaria netta							3.347
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							6.538

Conto Economico per settori di attività Primo Semestre 2023

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	0	-	248

Conto Economico per settori di attività Primo Semestre 2022 rideterminato

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	528	486	2.139	2.635	14	(2.090)	3.712
Totale costi operativi	(330)	(360)	(1.932)	(2.605)	(12)	2.090	(3.149)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	198	126	207	30	2	-	563
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(99)	(63)	(64)	(55)	(1)	-	(281)
Risultato operativo (EBIT)	99	63	143	(25)	1	-	282

SBU Reti

Al 30 giugno 2023 il settore di attività Reti, che comprende i business della Distribuzione Gas, Energia Elettrica e del Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 545,3 milioni di euro, in aumento del +3,3% rispetto ai 527,9 milioni di euro del primo semestre 2022. L'incremento è riconducibile principalmente alle variazioni positive dei vincoli dei ricavi tariffari.

Il margine operativo lordo ammonta a 188,7 milioni di euro in diminuzione del -4,7% rispetto ai 198,0 milioni di euro del corrispondente periodo del 2022, mentre il risultato operativo risulta pari a 84,6 milioni di euro in diminuzione del -14,9% rispetto ai 99,4 milioni del primo semestre 2022, per effetto dei maggiori ammortamenti per circa 6 milioni di euro parzialmente compensati da un maggiore rilascio fondi per circa 2 milioni di euro.

		Primo semestre 2023	Primo semestre 2022	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	545,3	527,9	3,3
Margine operativo lordo	€/mil.	188,7	198,0	(4,7)
% sui ricavi		34,6%	37,5%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 40,9	37,3	9,7
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 41,0	40,9	0,2
	<i>da Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 106,8	119,8	(10,9)
Risultato Operativo	€/mil.	84,6	99,4	(14,9)
Investimenti	€/mil.	145,8	130,1	12,1
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 34,7	25,2	37,7
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 18,4	16,7	10,5
	<i>in Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 87,7	84,6	3,7
	<i>Altro</i>	€/mil. 5,0	3,7	37,1
Energia elettrica distribuita	GWh	1.755,5	1.820,8	(3,6)
Gas distribuito	Mmc	600,8	713,7	(15,8)
Acqua Venduta	Mmc	87,1	83,9	3,8

SBU Reti - Energia elettrica

Il margine operativo lordo ammonta a 40,9 milioni di euro in aumento del +9,7% rispetto ai 37,3 milioni di euro del primo semestre 2022. Il miglioramento del margine è da attribuire prevalentemente all'incremento del vincolo dei ricavi generato dall'effetto positivo dei maggiori investimenti realizzati.

Gli investimenti effettuati ammontano a 34,7 milioni di euro in aumento del +37,7% rispetto ai 25,2 milioni di euro del corrispondente periodo 2022, 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 dalla prosecuzione del piano di sostituzione dei contatori elettronici con tecnologia 2G.

SBU Reti - Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo è stato pari a 41,0 milioni di euro, sostanzialmente allineati ai 40,9 milioni di euro del semestre 2022. L'incremento del vincolo dei ricavi, generato prevalentemente dall'effetto positivo dei maggiori investimenti, è stato assorbito dall'incremento dei costi relativi ai titoli di efficienza energetica (TEE) e dei costi operativi.

Gli investimenti ammontano a 18,4 milioni di euro, in aumento del +10,5% rispetto ai 16,7 milioni di euro del primo semestre 2022, e hanno interessato l'adeguamento della rete alla protezione catodica e l'installazione di misuratori elettronici.

SBU Reti – Ciclo Idrico

Il margine operativo lordo è pari a 106,8 milioni di euro, in diminuzione del -10,9% rispetto ai 119,8 milioni di euro del primo semestre 2022. L'incremento del vincolo dei ricavi tariffari (VRG) principalmente per effetto dell'aumento del capitale investito (RAB), è stato più che assorbito dall'aumento, anche inflattivo, dei costi operativi e dal venire meno dei conguagli tariffari di esercizi precedenti determinati dalla Sentenza del Consiglio di Stato rilevati nel 2022 e non più ripetibili. Al netto di questo effetto straordinario il margine sarebbe stato allineato al 2022.

Gli investimenti ammontano a 87,7 milioni di euro in aumento del +3,7% rispetto agli 84,6 milioni di euro del primo semestre 2022. 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 5 milioni di euro, in aumento rispetto ai 3,7 milioni di euro nel primo semestre 2022, trasversali ai tre business di riferimento, principalmente in sistemi informativi e per lo sviluppo della mobilità elettrica sui mezzi operativi.

SBU Ambiente

Al 30 giugno 2023 i ricavi del settore ammontano a 594,5 milioni di euro, in aumento del +22,3% rispetto ai 485,9 milioni di euro del primo semestre 2022. L'incremento è attribuibile principalmente alla variazione di perimetro connessa al consolidamento a far data dal 1° luglio 2022 di SEI Toscana (oltre 100 milioni di euro circa), società operante nel ciclo integrato dei rifiuti urbani nelle intere provincie di Arezzo, Grosseto, Siena e in 5 comuni della provincia di Livorno.

		Primo semestre 2023	Primo semestre 2022	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	594,5	485,9	22,3
Margine operativo lordo	€/mil.	131,9	125,9	4,8
% sui ricavi		22,2%	25,9%	
Risultato Operativo	€/mil.	53,9	63,1	(14,7)
Investimenti	€/mil.	90,5	66,9	35,4
Energia Elettrica venduta	GWh	243,4	240,0	1,4
Energia termica prodotta	GWh	193,3	202,5	(4,5)
Rifiuti gestiti	ton	1.960.808	1.714.166	14,4
Raccolta differenziata territori storici	%	70,4	69,9	0,1
Raccolta differenziata altri territori	%	60,0	66,2	(0,2)
Raccolta differenziata area Liguria	%	73,8	73,0	1,2

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 131,9 milioni di euro in aumento del +4,8% rispetto ai 125,9 milioni di euro del primo semestre 2022. L'incremento del margine è riconducibile principalmente all'entrata nel perimetro di consolidamento di SEI Toscana (+13 milioni di euro circa). Le attività di raccolta presentano un margine sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente, mentre lo smaltimento, pur beneficiando di maggiori ricavi dalla vendita di energia elettrica e dai contributi energetici, registra un minor margine generato da una contrazione dei ricavi correlati alla cessione di energia termica, dalla riduzione degli incentivi relativi ai certificati verdi e dalla flessione delle attività di intermediazione.

Il risultato operativo ammonta a 53,9 milioni di euro in flessione del -14,7% rispetto ai 63,1 milioni di euro del primo semestre 2022. Nel periodo si registrano maggiori ammortamenti per circa 17 milioni di euro, principalmente per l'espansione del perimetro di consolidamento e l'entrata in esercizio di alcuni impianti

di selezione e recupero, soltanto parzialmente compensati da minori accantonamenti ai fondi rischi e svalutazione crediti.

Gli investimenti ammontano a 90,5 milioni di euro, in aumento rispetto ai 66,9 milioni di euro del primo semestre 2022. 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 frazione organica (FORSU) di Reggio Emilia, l'impianto di trattamento della plastica di Borgaro Torinese (TO) e l'impianto per il recupero del legno nella produzione dei pallets (Vercelli).

SBU Energia

Al 30 giugno 2023 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 1.600,1 milioni di euro, in diminuzione del -25,2% rispetto ai 2.138,7 milioni di euro del primo semestre 2022.

La flessione dei ricavi è da ricondursi per oltre 400 milioni di euro alla diminuzione delle quantità prodotte di energia elettrica e per oltre 150 milioni di euro dalla flessione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica. Anche i ricavi della vendita calore registrano una flessione di circa 100 milioni di euro, sia per i minori prezzi di vendita che per i minori volumi venduti. Risultano invece in aumento i ricavi delle attività connesse alla riqualificazione energetica e alla ristrutturazione degli edifici favoriti dalle agevolazioni fiscali e le attività di gestione dei servizi energetici (+77 milioni di euro).

		Primo semestre 2023	Primo semestre 2022 rideterminato	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	1.600,1	2.138,7	(25,2)
Margine operativo lordo	€/mil.	190,1	207,3	(8,3)
<i>% sui ricavi</i>		11,9%	9,7%	
Risultato Operativo	€/mil.	73,4	143,2	(48,8)
Investimenti	€/mil.	41,5	63,6	(34,8)
Energia elettrica prodotta	GWh	3.948,7	4.326,6	(8,7)
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	463,1	361,4	28,1
<i>da fotovoltaico</i>	GWh	97,5	105,2	(7,3)
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	2.442,0	2.992,1	(18,4)
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	946,0	867,9	9,0
Calore prodotto	GWht	1.305,1	1.633,5	(20,1)
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWht	1.148,4	1.457,1	(21,2)
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWht	156,7	176,4	(11,2)
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	101,7	99,0	2,7

Al 30 giugno 2023 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 3.948,7 GWh, in diminuzione del 8,7% rispetto ai 4.326,6 GWh del primo semestre 2022.

La produzione elettrica da fonte cogenerativa è stata pari a 2.442 GWh, in diminuzione (-18,4%) rispetto ai 2.992,1 GWh del primo semestre 2022 soprattutto per la minore domanda di energia termica correlata ad un andamento climatico particolarmente mite, mentre la produzione termoelettrica risulta pari a 946 GWh, in aumento del +9% rispetto agli 867,9 GWh del 2022, anche grazie all'entrata in esercizio di una nuova unità di produzione della centrale di Turbigo.

La produzione da fonti rinnovabili è stata pari a 560,6 GWh in aumento del +20,2% rispetto ai 466,6 GWh del primo semestre 2022. L'incremento riguarda la produzione idroelettrica che è risultata pari a 463,1 GWh rispetto ai 361,4 GWh (+28,1%) del corrispondente periodo 2022, grazie alla migliorata idraulicità del periodo, mentre risulta in flessione la produzione fotovoltaica pari a 97,5 GWh (-7,3%) rispetto ai 105,2 GWh per il minor irraggiamento a terra.

Il calore prodotto ammonta a 1.305,1 GWht in diminuzione del -20,1% rispetto ai 1.633,5 GWht del primo semestre 2022 per effetto delle temperature più miti e di comportamenti di risparmio energetico sull'uso del riscaldamento domestico, oltre agli interventi sull'efficienza energetica degli edifici.

Il margine operativo lordo ammonta a 190,1 milioni di euro in diminuzione del -8,3% rispetto ai 207,3 milioni di euro del primo semestre 2022.

L'andamento dello scenario energetico è stato caratterizzato da un trend in discesa dei prezzi delle commodities dovuto principalmente alla contrazione della domanda di gas generata da una serie di fattori quali l'effetto climatico per una stagione invernale più mite, i minori consumi legati all'effetto del "caro bollette", una contrazione della domanda delle attività produttive in particolare industriali e non ultimo l'elevato livello degli stoccaggi gas.

Questi effetti hanno avuto un impatto particolarmente rilevante sulla Cogenerazione Calore dove le minori quantità vendute legate agli andamenti climatici e la riduzione dei prezzi di vendita hanno portato ad una forte contrazione del margine, e sulla produzione Termoelettrica, in parte mitigata dalle maggiori quantità prodotte anche grazie all'entrata in esercizio di una nuova unità di produzione della centrale di Turbigo.

Risultano invece in miglioramento i margini della Cogenerazione Elettrica e della produzione Idroelettrica, quest'ultima grazie anche alla migliore idraulicità di periodo che ha consentito un forte incremento della produzione. In flessione risultano i margini del fotovoltaico sia per la flessione del PUN che per il minor irraggiamento a terra.

Si evidenzia inoltre una significativa contrazione del mercato del dispacciamento MSD, peraltro in forte riduzione anche a livello nazionale.

Contribuiscono positivamente al margine le attività legate all'Efficienza Energetica che fanno registrare un miglioramento di +11 milioni di euro rispetto al primo semestre 2022, anche per le attività legate ai lavori di riqualificazione energetica degli edifici (Superbonus 110).

Il risultato operativo ammonta a 73,4 milioni di euro e risulta in diminuzione del -48,8% rispetto ai 143,2 milioni di euro del primo semestre 2022. Concorrono alla flessione, oltre alla dinamica del margine operativo lordo, i maggiori ammortamenti per circa 4 milioni di euro, minori rilasci fondi per 12 milioni di euro e maggiori accantonamenti al fondo rischi per 35 milioni di euro, di cui circa 34 milioni di euro relativi ai ristori di energia elettrica per il decreto "Sostegni Ter" (14 milioni relativi al 2022). Senza questi accantonamenti, non ricorrenti, l'EBIT ammonterebbe a 107,4 milioni di euro in diminuzione del -25% rispetto al primo semestre 2022.

Gli investimenti ammontano a 41,5 milioni di euro, in diminuzione del -34,8% rispetto ai 63,6 milioni di euro del primo semestre 2022. Tra i principali si evidenziano il repowering della centrale termoelettrica di Turbigo, il nuovo ciclo combinato da 430 MW, nuovi accumulatori di calore e lo sviluppo delle reti del teleriscaldamento e lo sviluppo del fotovoltaico.

SBU Mercato

Al 30 giugno 2023 i ricavi del settore ammontano 2.127,8 milioni di euro, in diminuzione del -19,3% rispetto ai 2.635,0 milioni di euro del primo semestre 2022. La flessione del fatturato è riconducibile principalmente ai minori quantitativi venduti sia dell'energia elettrica che del gas ed in minor misura dalla flessione dei prezzi.

Il margine operativo lordo ammonta a 93,5 milioni di euro in aumento rispetto ai 29,6 milioni di euro del primo semestre 2022, che si era caratterizzato per una marginalità straordinariamente negativa. Il miglioramento della marginalità è riferibile principalmente alla vendita dell'energia elettrica che presenta un risultato positivo di 33,2 milioni di euro rispetto ai -30,8 milioni di euro del primo semestre 2022.

Il risultato operativo ammonta a 35,7 milioni di euro, in miglioramento rispetto ai -24,6 milioni di euro del primo semestre 2022. Nel corso del periodo si sono registrati maggiori ammortamenti per circa 2 milioni di euro e maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per 1 milione di euro.

		Primo semestre 2023	Primo semestre 2022 rideterminato	Variaz. %	
Ricavi	€/mil.	2.127,8	2.635,0	(19,3)	
Margine operativo lordo	€/mil.	93,5	29,6	(*)	
% sui ricavi		4,4%	1,1%		
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	33,2	-30,8	(*)
	<i>da Gas</i>	€/mil.	58,1	53,7	8,1
	<i>da Calore e altri servizi</i>	€/mil.	2,2	6,7	(63,5)
Risultato Operativo	€/mil.	35,7	-24,6	(*)	
Investimenti		42,8	45,6	(6,0)	
Energia Elettrica Venduta	GWh	2.857,0	4.644,8	(38,5)	
Gas Acquistato	Mmc	1.287,5	1.523,8	(15,5)	
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	577,7	585,2	(1,3)
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	709,8	804,7	(11,8)
	<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc	-	133,9	(100,0)

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica sul mercato ammontano a 2.857 GWh, in diminuzione del -38,5% rispetto ai 4.644,8 GWh del primo semestre 2022.

La flessione delle vendite sul mercato libero ha riguardato tutti i segmenti con particolare riferimento al segmento business che presenta vendite pari a 674,2 GWh in flessione del -40,7% rispetto ai 1.137 GWh del 2022 e al segmento grossisti con vendite pari a 655,0 GWh e una flessione del -65,2% rispetto ai 1.884,4 GWh del 2022, che peraltro aveva beneficiato di alcune vendite di opportunità sul mercato all'ingrosso non più replicate. In lieve flessione anche il segmento Retail e Small Business (-4%) con vendite che si attestano a 1.429,4 GWh a fronte dei 1.489 GWh del 2022.

Le vendite del mercato tutelato ammontano a 98,4 GWh in flessione del -26,8% rispetto ai 134,4 GWh del 2022.

Il margine operativo lordo della vendita di energia elettrica risulta pari a 33,2 milioni di euro mentre risultava negativo per -30,8 milioni di euro nel primo semestre 2022. Il miglioramento, pur in presenza di minori quantità vendute, è riconducibile principalmente ad uno scenario energetico più favorevole con marginalità in aumento nelle attività di hedging e di commercializzazione, che ha consentito di assorbire anche i maggiori costi operativi di gestione clienti e fatturazione.

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

SBU Mercato – Commercializzazione Energia Elettrica

	Primo semestre 2023	Primo semestre 2022	Variaz. %
<i>Business</i>	674,2	1.137,0	(40,7)
<i>Retail e Small business</i>	1.429,4	1.489,0	(4,0)
<i>Grossisti</i>	655,0	1.884,4	(65,2)
Mercato libero	2.758,6	4.510,4	(38,8)
Mercato tutelato	98,4	134,4	(26,8)
Totale Energia elettrica commercializzata	2.857,0	4.644,8	(38,5)

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi acquistati ammontano a 1.287,5 Mmc in diminuzione del -15,5% rispetto ai 1.523,8 Mmc del primo semestre 2022.

Il gas commercializzato dal Gruppo ammonta a 577,7 Mmc in diminuzione del -1,3% rispetto ai 585,2 Mmc commercializzati nell'esercizio 2022.

Il gas impiegato per consumi interni al Gruppo ammonta a 709,8 Mmc, in diminuzione del -11,8% rispetto agli 804,7 Mmc del primo semestre del 2022.

Il margine operativo lordo della vendita gas ammonta a 58,1 milioni di euro in aumento del +8,1% rispetto ai 53,7 milioni di euro del primo semestre 2022. Tale miglioramento è riconducibile, in continuità con il primo trimestre, ad uno scenario energetico più favorevole che ha permesso la normalizzazione della marginalità a livelli precrisi energetica.

Altri servizi vendita

Gli Altri servizi vendita presentano un margine operativo lordo di 2,2 milioni di euro, in flessione rispetto ai 6,7 milioni di euro dell'esercizio precedente. La flessione è riconducibile alle minori attività legate all'efficienza energetica.

Gli investimenti della SBU Mercato ammontano a 42,8 milioni di euro in diminuzione del -6% rispetto ai 45,6 milioni di euro del primo semestre 2022.

Altri servizi

Al 30 giugno 2023 i ricavi del settore, che comprende le attività dei laboratori di analisi, le telecomunicazioni e altre attività minori, ammontano a 14,5 milioni di euro e risultano in aumento del +7,2% rispetto ai 13,5 milioni di euro del primo semestre 2022.

		Primo semestre 2023	Primo semestre 2022	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	14,5	13,5	7,2
Margine operativo lordo	€/mil.	2,0	1,9	3,4
% sui ricavi		13,7%	14,2%	
Risultato Operativo	€/mil.	0,5	0,4	9,1
Investimenti	€/mil.	35,2	31,7	11,0

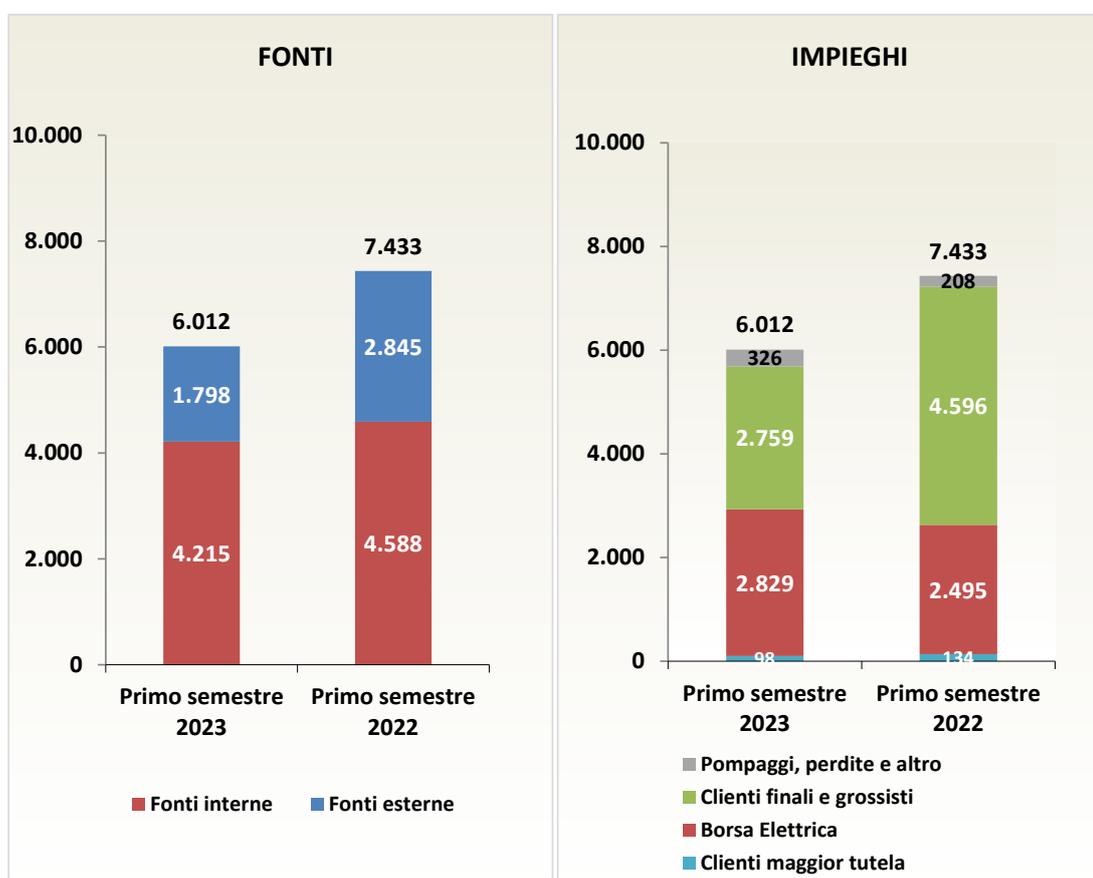
Il margine operativo lordo ammonta a 2,0 milioni di euro e risulta sostanzialmente allineato agli 1,9 milioni di euro del primo semestre 2022.

Gli investimenti di periodo ammontano a 35,2 milioni di euro in aumento rispetto ai 31,7 milioni di euro del 2022 e sono relativi principalmente a sistemi informativi, automezzi e immobili.

BILANCI ENERGETICI

Bilancio dell'energia elettrica

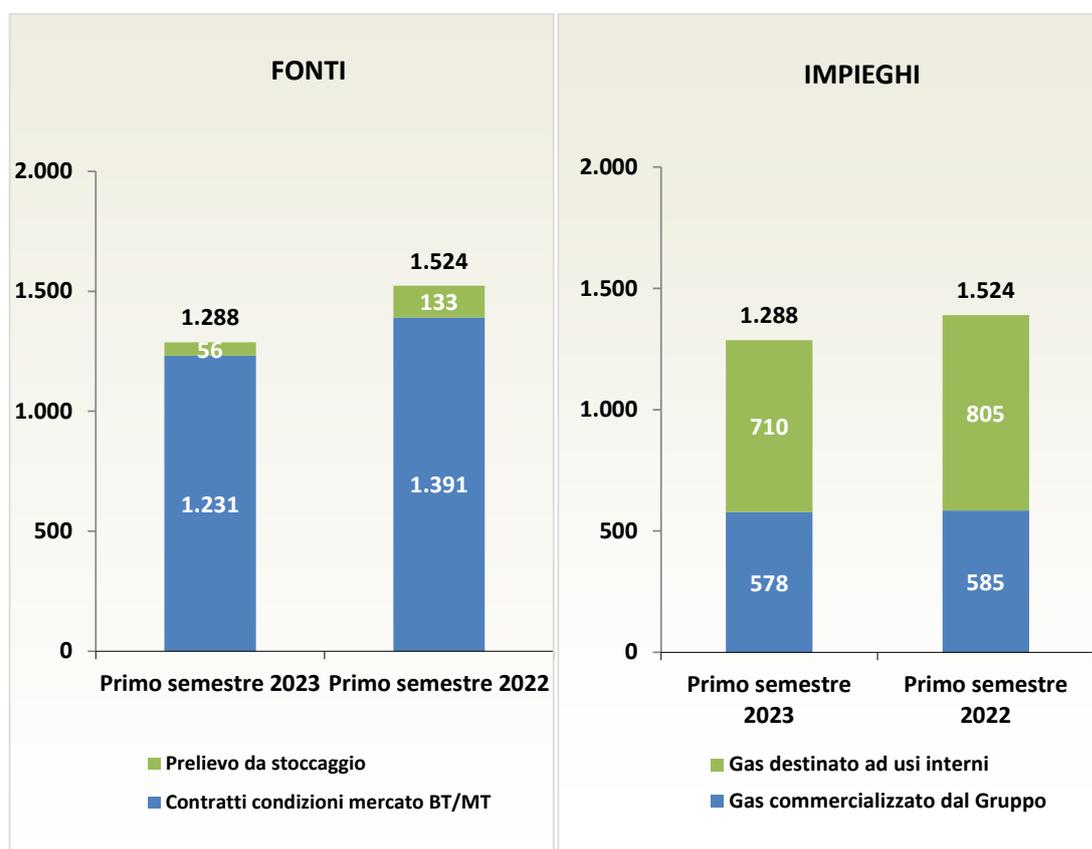
GWh	Primo semestre 2023	Primo semestre 2022	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda del Gruppo	4.214,6	4.588,2	(8,1)
<i>a) Idroelettrica</i>	463,1	361,4	28,1
<i>b) Fotovoltaico</i>	97,5	105,2	(7,3)
<i>c) Cogenerativa</i>	2.442,0	2.992,1	(18,4)
<i>d) Termoelettrica</i>	946,0	867,9	9,0
<i>e) Produzione da WTE e discariche</i>	266,0	261,6	1,7
Acquisto da Acquirente Unico	108,3	148,1	(26,9)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	1.167,0	2.578,8	(54,7)
Acquisto energia da grossisti e importazioni	522,5	118,0	(*)
Totale Fonti	6.012,4	7.433,1	(19,1)
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	98,4	134,4	(26,8)
Vendite a clienti finali e grossisti	2.758,6	4.596,0	(40,0)
Vendite in Borsa Elettrica	2.829,3	2.494,7	13,4
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	326,1	208,0	56,8
Totale Impieghi	6.012,4	7.433,1	(19,1)



Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primo semestre 2023	Primo semestre 2022	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni mercato a breve e medio periodo	1.231,3	1.390,8	(11,5)
Prelievi da stoccaggio	56,2	133,0	(57,8)
Totale Fonti	1.287,5	1.523,8	(15,5)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	577,7	585,2	(1,3)
Gas destinato ad usi interni (1)	709,8	804,7	(11,8)
Gas in stoccaggio	-	133,9	(100,0)
Totale Impieghi	1.287,5	1.523,8	(15,5)

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



GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento

Nel corso del primo semestre 2023 si è accentuata l'inversione della curva dei tassi d'interesse. I livelli della parte a breve della curva sono in continua crescita, salvo un breve riposizionamento a metà marzo, e più alti rispetto a quelli di medio/lungo termine.

L'andamento dei tassi incorpora l'effetto delle spinte inflazionistiche e le conseguenti manovre restrittive di politica monetaria attuate e attese. La Banca Centrale Europea ha ulteriormente alzato i tassi di 0,5% nei mesi di febbraio e marzo, e di 0,25% nei mesi di maggio e giugno 2023, portando il tasso ufficiale di sconto a 4,0%, con probabili nuovi aumenti.

Esaminando il tasso euribor a sei mesi, si rileva che il parametro prosegue nella fase di salita e si posiziona al 3,9% mentre le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell'IRS, sono posizionate su livelli intorno al 3,2%.

Attività svolta

Nel corso del primo semestre 2023 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 2023 si evidenzia che, come descritto nei "Fatti di rilievo del periodo", nel mese di marzo è stato sottoscritto con BEI il contratto per la messa a disposizione di una nuova linea di 150 milioni di euro (BEI Water Sector Green Loan) volta a sostenere il programma di investimento 2022-2026 nell'ambito del servizio idrico integrato in territorio ligure; tale linea si inserisce nel più ampio quadro dell'Italian Utilities Programme Loan implementato da BEI e si tratta del primo finanziamento sustainability linked concesso da BEI a favore del settore idrico a livello globale.

Inoltre, sempre a marzo è stato finalizzato un tiraggio di 5 milioni di euro sulla linea CEB destinata a finanziare i progetti di sviluppo ed efficientamento della rete di teleriscaldamento nell'area di Torino.

Al riguardo, i finanziamenti diretti con BEI e CEB, con durata fino a 18 anni, non utilizzati e disponibili risultano pari complessivamente a 440 milioni di euro alla data del 30 giugno 2023.

Nell'ambito del Gruppo, sempre al fine di ottimizzare la gestione accentrata e la struttura del profilo finanziario complessivo, nel corso del periodo sono stati rimborsati anticipatamente i finanziamenti a medio-lungo termine delle società consolidate Ekovision, ReCos ed AcquaEnna per complessivi 33,3 milioni di euro.

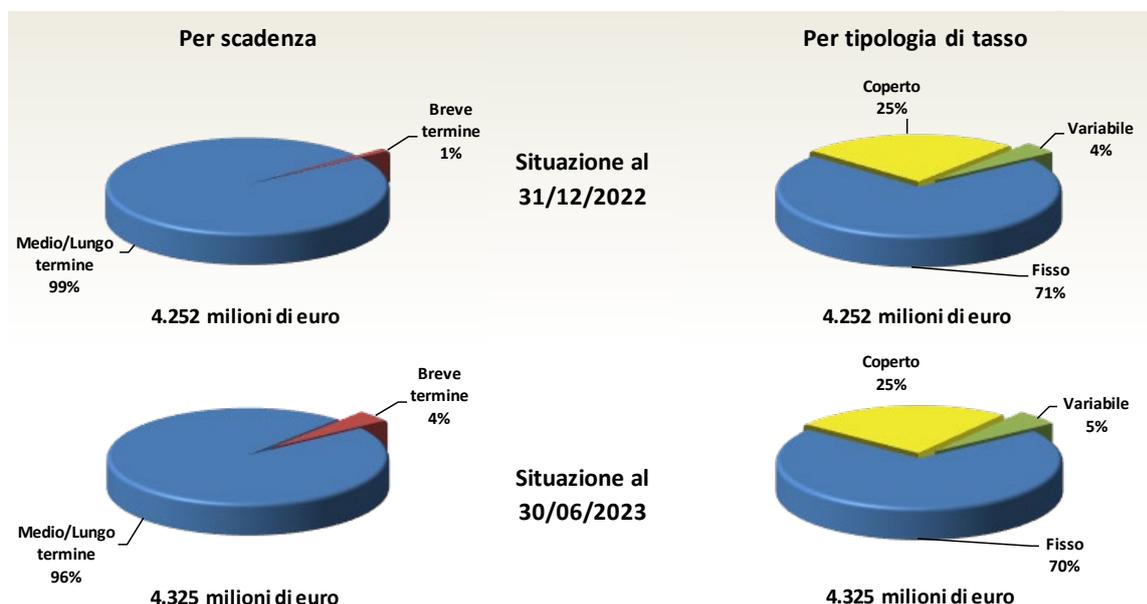
L'indebitamento finanziario da finanziamenti, che non include le passività relative ai *lease* iscritte in applicazione dell'IFRS 16, al termine del periodo è costituito al 30% da prestiti e al 70% da obbligazioni; si evidenzia inoltre che il 74% del debito totale è finanziato da fondi di tipo *sustainable*, 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. Nel primo semestre 2023 sono stati perfezionati due nuovi contratti di Interest Rate Swap a copertura di complessivi 100 milioni di debito, con decorrenza giugno e dicembre 2023 e scadenza rispettivamente 2028 e 2026; è stata inoltre effettuata un'attività di pre-hedge finalizzata a future operazioni di Capital Market.

Al termine del periodo la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti derivati è pari al 5% 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, di riduzione strutturale del costo del capitale e di allungamento 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 2022, è riportata nel seguente grafico.



Rating

Il 27 aprile 2023 l'agenzia di rating Standard & Poor's Global Ratings (S&P) ha riconosciuto la revisione al rialzo del rating per il merito di credito a lungo termine del Gruppo Iren portandolo a "BBB" Outlook "Stable" dal precedente "BBB-" Outlook "Positive". Lo stesso rating è attribuito anche al debito senior non garantito. Il miglioramento del giudizio di rating da parte degli analisti di S&P riflette la resilienza del modello di business del Gruppo dimostrata nel corso del 2022 e l'aggiornamento del piano strategico al 2030 che prevede un significativo posizionamento nei business regolati a supporto della stabilità dei flussi di cassa futuri. L'Outlook stabile riflette anche le aspettative degli analisti di S&P in merito all'impegno del management di Iren di mantenere l'attuale livello di rating e la propria politica finanziaria equilibrata. Dal punto di vista finanziario, il rating assegnato esprime inoltre lo stato di buona liquidità del Gruppo, con forte credibilità sul mercato dei capitali e delle ottime relazioni con le controparti bancarie, grazie anche ad un sempre maggior ricorso a strumenti di finanza sostenibile.

Inoltre, in data 11 maggio 2023, l'agenzia Fitch Ratings ha confermato il rating "BBB", rivedendo al rialzo l'Outlook a "Positive" da "Stable" per il Gruppo Iren, e lo stesso giudizio è stato attribuito anche al debito senior non garantito. La revisione dell'Outlook è motivata dal miglioramento di Iren nelle metriche finanziarie e il rating riflette il business mix ben integrato e diversificato del Gruppo, prevalentemente esposto ad attività regolate e semi-regolate, che consente di ottenere solide performance nell'attuale contesto di volatilità del mercato dell'energia. Anche Fitch, parimenti a S&P, valuta positivamente il profilo di liquidità del Gruppo.

Entrambi i giudizi si basano principalmente sull'analisi del 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, unitamente al profilo di liquidità del Gruppo.

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, Iren dispone delle anzidette linee di finanziamento a medio lungo termine sottoscritte e disponibili ma non utilizzate per 440 milioni di euro, che si aggiungono alle disponibilità liquide correnti.

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

Successivamente alla chiusura del periodo non sono intervenuti fatti di rilievo.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Il contesto macroeconomico continua a permanere debole in particolare per gli effetti inflattivi che, nonostante una riduzione dei prezzi energetici nel primo semestre 2023, hanno generato un significativo incremento dei tassi di interesse. In tale contesto l'impostazione strategica, definita nel Piano Industriale, è confermata e rinforzata in tutti i drivers strategici: transizione ecologica, territorialità e qualità del servizio. Il Gruppo prevede sul 2023 investimenti pari a circa 1,3 miliardi di euro destinati principalmente allo sviluppo degli asset in particolare nelle reti, nel settore ambiente ed in quello della generazione rinnovabile.

Forte di tale capacità di sviluppo, i risultati economici sono previsti in significativa crescita rispetto a quelli del 2022 grazie ad un recupero del pieno valore del portafoglio clienti, alla stabilizzazione dei prezzi energetici, al recupero delle produzioni idroelettriche e alla piena disponibilità del nostro parco di generazione elettrica.

In particolare, analizzando le singole business unit, il settore Reti continuerà ad essere caratterizzato da un incremento dei costi operativi dovuti all'inflazione che sarà recuperata dal 2024 e solo parzialmente compensata dai maggiori ricavi tariffari per l'incremento del capitale investito tariffario (RAB).

Per quanto riguarda il settore Ambiente, gli investimenti saranno rivolti alla costruzione degli impianti di recupero di materia da rifiuti come previsti nel piano industriale e all'incremento della qualità del servizio. In particolare, nella seconda parte del 2023 avremo la piena contribuzione dell'impianto di trattamento rifiuti organici e produzione biometano di Reggio Emilia e l'avviamento degli impianti di recupero legno e produzione di pallet di Vercelli e di selezione plastica di Torino, controbilanciati da minori attività di intermediazione e prezzi delle materie prime seconde in calo.

Per quanto concerne i settori Energia e Mercato, nella seconda parte del 2023 il Gruppo prevede il pieno recupero del valore del portafoglio clienti, che nel 2022 ha fortemente subito la volatilità dello scenario energetico, ed il contributo della nuova linea a ciclo combinato dell'impianto termoelettrico di Turbigio in aggiunta alla piena disponibilità della nostra capacità di generazione elettrica. Sul secondo semestre sono attesi maggiori volumi di produzione da impianti idroelettrici e volumi di calore distribuito sostanzialmente stabili rispetto allo stesso periodo del 2022.

Forti di un robusto piano di investimenti, di risultati economici previsti in considerevole crescita, e alla continua attenzione al debito, il Gruppo può confermare il trend di sviluppo ed il mantenimento di una solida struttura finanziaria in linea con il mantenimento del giudizio investment grade da parte delle agenzie di rating.

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 di Borsa Italiana 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, 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.

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, posta alle dipendenze del Vice Presidente, al quale sono state demandate, fra l'altro, le seguenti attività:

- verifica della gestione integrata del Sistema di Enterprise Risk Management (ERM) di Gruppo: impostazione metodologica, definizione delle Policy e monitoraggio del Sistema;
- stipula e gestione delle polizze assicurative in raccordo con l'Amministratore Delegato e con il supporto delle funzioni "Approvvigionamenti, Logistica e Servizi" e "Affari Legali".

È inoltre 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.

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 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.

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.

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.

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, 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.

E' stato inoltre avviato, a partire da giugno 2023, un progetto di cessione rotativa con Banca Intesa Sanpaolo con riferimento ai crediti commerciali relativi alle fatture di clienti retail non domiciliati.

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, la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere ed integrare i principali dati in merito all'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.

In tale contesto una particolare attenzione è dedicata alla stabilizzazione del margine della produzione delle fonti rinnovabili; nel corso del 2023 sono in negoziazione contratti di vendita Power Purchase Agreement inerenti all'energia elettrica da fonti rinnovabili ai clienti finali, in modo diretto o in modo indiretto secondo logiche di aggregazione di portafoglio e successiva vendita sul mercato.

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 Consolidato Semestrale Abbreviato.

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.

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 è emerso 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.

Nel corso del 2022 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 nell'analisi 2021 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 2022 del Gruppo Iren.

Inoltre, nel 2022, 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 delincono 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 trimestrale, si aggiorna la situazione dei rischi del Gruppo, nella quale sono evidenziati la dimensione e il livello di controllo di tutti i rischi monitorati, compresi quelli finanziari, informatici, di credito ed energetici. La reportistica sul rischio 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 alla diretta dipendenza dell'Amministratore Delegato, 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:

- la rete dati è stata ulteriormente segregata secondo l'utilizzo funzionale, in particolar modo isolando la rete OT;
- è attivo il Security Operation Center (SOC) con presidio h24 per il monitoraggio degli eventi di sicurezza informatica;
- sono state adottate politiche di rafforzamento dell'accesso ai sistemi quali, oltre all'introduzione di password particolarmente complesse, l'introduzione del secondo fattore di autenticazione e di una piattaforma per l'accesso controllato e monitorato da parte degli amministratori di sistema;
- sono adottati sistemi con capacità di analisi comportamentali e di esecuzione di risposte automatizzate e da remoto per le postazioni di lavoro;
- la piattaforma di Cyber Threat Intelligence (CTI), atta ad acquisire evidenze relative agli attaccanti e alle minacce potenzialmente impattanti gli asset aziendali, è stata pienamente integrata con i sistemi di monitoraggio e gestione degli eventi di sicurezza informatica;
- è in corso un progetto pluriennale di awareness sulle tematiche di sicurezza informatica indirizzato a tutti i dipendenti del gruppo; tale programma è basato su campagne di simulazione di phishing, su questionari di assessment e moduli mirati di formazione on line.
- è stato avviato il processo di "audit di sicurezza" verso i fornitori IT, volti a verificare l'effettiva adozione delle misure minime di sicurezza richieste in fase contrattuale.

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 sia i capital expenditure con effetto mitigativo sui rischi, sia quelli la cui realizzazione può rappresentare una possibile fonte di rischio, con possibili ripercussioni in termini economico-finanziari (i cosiddetti "rischi di execution").

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, 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 (“Comunicazione Consob”); 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 nonché delle 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

I riferimenti normativi e regolatori essenziali, le concessioni e gli affidamenti in relazione ai settori in cui opera il Gruppo Iren sono presentati in maniera approfondita nella Relazione sulla Gestione redatta in occasione del bilancio annuale. Sempre con riferimento a tali settori, nel presente capitolo sono riportate le principali novità normative (nuove norme o modifiche a norme preesistenti) intervenute nel primo semestre 2023; quanto di seguito deve dunque essere letto unitamente al bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022.

QUADRO EUROPEO

Riforma dell'Emission Trading System (ETS)

Il 16 maggio 2023 è stata pubblicata la direttiva (UE) 2023/959 che riforma il sistema dell'Emission Trading System. Oltre ad intervenire sul settore dei trasporti aerei e marittimi, la direttiva introduce un nuovo comma relativo agli impianti di incenerimento rifiuti urbani: entro il 31 luglio 2026 la Commissione dovrà presentare al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione sulla "fattibilità dell'inclusione degli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani nell'EU ETS, anche in vista della loro inclusione a partire dal 2028, e valutando la potenziale necessità di consentire agli Stati membri di non partecipare fino al 31 dicembre 2030".

Proposte di regolamento per il mercato elettrico e il REMIT

La Commissione Europea, in data 14 marzo, ha presentato una proposta di Regolamento per il mercato elettrico e una proposta di Regolamento per la revisione del Regolamento REMIT. La prima modifica quattro atti legislativi: il Regolamento (UE) 2019/943 (Regolamento sull'energia elettrica), la Direttiva (UE) 2019/944 (Direttiva elettricità), il Regolamento (UE) 2019/942 (Regolamento ACER) e la Direttiva (UE) 2018/2001 (Direttiva sulle energie rinnovabili).

Proposta di regolamento sull'EU Electricity Market Design

Nel gennaio 2023 è stata avviata la proposta della Commissione Europea relativa al Market Design, che ha come principali obiettivi:

- preservare mercati a breve termine con strumenti che promuovono segnali di prezzo di più lungo termine;
- favorire i PPA (Power Purchase Agreement, contrattazioni bilaterali a lungo termine), per favorire l'integrazione della generazione rinnovabile e consentire la pianificazione degli investimenti con prezzo fisso tra produttore e cliente finale (PPA come strategia di copertura dei fornitori dal rischio di oscillazione dei prezzi spot all'ingrosso);
- uno schema di sostegno pubblico per i CfD (Contract for Difference) a due vie per garantire il livello minimo di remunerazione alla produzione; gli introiti raccolti dal *cap* ai ricavi di mercato garantirebbero sostegno pubblico per consumatori e nuovi investimenti in tecnologie rinnovabili (mature e con stabili costi operativi) inclusi *repowering* (nessuno schema contrattuale è obbligatorio);
- l'introduzione di *hub* virtuali che riflettono il prezzo aggregato di più zone di offerta fornendo un prezzo di riferimento che permetta agli operatori di offrire prodotti di copertura a termine, con l'obiettivo di consentire la messa in comune di liquidità delle zone e quindi offrire migliori opportunità di copertura;
- accelerare l'utilizzo di forme di flessibilità (accumuli - anche valutando criteri *green* applicati al meccanismo della capacità e *demand response* - sviluppando tecnologie avanzate di *metering*);
- il supporto per soluzioni di condivisione dell'energia (CER – Comunità Energetiche Rinnovabili e soluzioni di autoconsumo);
- non prevedere forme di limitazione dei ricavi alla generazione inframarginale (rinnovabili);
- non prevedere l'introduzione del *decoupling* di formazione del prezzo sui mercati per tecnologie (rinnovabili e non).

Relazione della CE sulla revisione degli interventi di emergenza per affrontare il problema dei prezzi elevati dell'Energia

La Relazione, del giugno 2023, ha stabilito che:

- le misure temporanee di emergenza adottate hanno contribuito ad allentare la tensione sui mercati;
- l'offerta e i prezzi del mercato dell'elettricità dell'UE sono attualmente in fase di discesa - una proroga di queste misure di emergenza volte a calmierare i prezzi non sembra più necessaria (conferma da parte della Commissione).

Regolamenti e proposte di regolamento in ambito rifiuti

In data 10 giugno 2023 è entrato in vigore Regolamento (UE) 2022/2400, che modifica gli allegati IV e V del Regolamento 2019/1021 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 20 giugno 2019, con riferimento agli inquinanti organici persistenti presenti nei rifiuti. Il Regolamento 2019/1021 mira a tutelare la salute umana e l'ambiente eliminando o limitando la fabbricazione e l'uso di inquinanti organici persistenti (POP) come definiti nella convenzione di Stoccolma sugli inquinanti organici persistenti o nel protocollo sugli inquinanti organici persistenti della convenzione del 1979 sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero a grande distanza.

Infine, si segnala la proposta di Regolamento della Commissione europea sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio, che modifica il regolamento (UE) 2019/1020 e la direttiva (UE) 2019/904 e abroga la direttiva 94/62/CE, presentata il 30 novembre 2022 ed esaminata dal Parlamento europeo il 4 maggio 2023. La proposta si inserisce nel percorso di aggiornamento del quadro normativo eurounitario in materia, al fine di ridurre l'impatto ambientale degli imballaggi e promuovendo il riutilizzo.

QUADRO NAZIONALE

CODICE DEI CONTRATTI PUBBLICI

Il nuovo Codice Appalti, D.lgs. 36/2023, è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 31 marzo 2023, dopo l'approvazione da parte del Consiglio dei Ministri il 28 marzo. Il Codice è entrato in vigore il 1° aprile 2023, ma le sue disposizioni, con i relativi allegati, eventualmente già sostituiti o modificati, acquisteranno efficacia al 1° luglio 2023.

Il testo del nuovo Codice si compone di 229 articoli raggruppati in cinque libri. Gli Allegati al nuovo Codice sostituiranno ogni altra fonte attuativa della previgente disciplina, ossia: gli allegati al D.lgs. n. 50/2016, le diciassette Linee Guida ANAC e circa quindici Regolamenti (tra cui il D.P.R. n. 207/2010).

GAS

Reti gas

Delibera 152/2023/C/gas - Appello delle sentenze del TAR Lombardia, Sezione Prima, 15 febbraio 2023, n. 407 e 13 marzo 2023, n. 630, di annullamento parziale della deliberazione dell'Autorità 570/2019/R/gas

In relazione al ricorso presentato da IRETI avverso la Delibera 570/2019/R/gas e s.m.i., il TAR Lombardia ha accolto alcuni motivi di ricorso, tra cui la difficoltà del metodo ARERA di cogliere le differenze nella struttura dei costi dei diversi distributori e l'allineamento del Beta della misura alla distribuzione. Inoltre, il TAR, in base alla relazione predisposta dai verificatori, ha riscontrato un errore materiale sul calcolo dei costi riconosciuti e dell'*X-factor*, la cui correzione genererà un beneficio per gli operatori.

A valle della pubblicazione della sentenza, con la delibera 152/2023/C/gas l'Autorità ha proposto appello al Consiglio di Stato.

Delibera 220/2023/R/gas - Ottimizzazione delle connessioni di biometano e semplificazione delle direttive connessioni in applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 37 del d.lgs. 8 novembre 2021, n. 199

In linea con quanto prospettato nel Documento di consultazione 423/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato la delibera 220/2023/R/gas che prevede una centralizzazione delle attività di connessione di impianti di biometano alle reti (di trasporto e distribuzione) in capo all'impresa maggiore di trasporto, ovvero Snam Rete Gas (SRG). In particolare, SRG, in coordinamento con altri operatori del trasporto gas (TSO) e della distribuzione gas (DSO), dovrà predisporre un documento ricognitivo contenente la mappatura delle disponibilità (attuali e future) di capacità di trasporto e di distribuzione nelle diverse aree e una stima della capacità di produzione di biometano. Inoltre, la delibera prevede che SRG sottoponga a consultazione la procedura per l'individuazione delle soluzioni ottimali per le connessioni degli impianti di biometano alle reti del gas, comprese le reti di distribuzione, nell'ottica di minimizzare i costi per il sistema, con invio della richiesta di connessione da parte del produttore di biometano sempre a SRG ai fini dell'identificazione della soluzione tecnico-economica ottimale (in coordinamento con il DSO locale).

Delibera 134/2023/R/com – Componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali

I provvedimenti adottati per far fronte al caro energia confermano l'annullamento degli oneri generali gas per il primo semestre 2023. L'elemento negativo UG2c, introdotto per calmierare le bollette dei clienti finali, è stato ridotto (in valore assoluto) nel mese di aprile e da maggio è stato annullato, con conseguente impatto finanziario positivo per gli operatori.

Mercato ingrosso gas

Riempimento stoccaggi Anno Termico 2023-2024

La Delibera 150/23, in attuazione del DM 31 marzo 2023, – ulteriori misure per garantire l'adeguato riempimento degli stoccaggi (90%) anche per l'Anno Termico 2023-2024 - prevede che se al termine di ottobre 2023 la giacenza dell'utente in stoccaggio è inferiore alla minima (comma 17.1 RAST) è applicato un corrispettivo maggiore tra quello di cui al comma 26.1 RAST e 1,5€/MWh; inoltre è prevista la possibilità per l'utente di richiedere l'allocazione implicita della sua giacenza in eccesso rispetto alla massima consentita (al termine di ciascun mese della fase di iniezione).

In caso di giacenze negli stoccaggi al 31 marzo 2023, è prevista la loro allocazione al GSE e SNAM della corrispondente capacità di spazio (per AT 23/24), nonché della capacità di iniezione ed erogazione. Infine, i costi sostenuti dal GSE e SNAM sono coperti a valere sul "Conto oneri di stoccaggio", sul "Fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema del gas" e sul "Fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema di *settlement gas*".

Infine, la Delibera comunica l'aggiornamento per: (i) formule per calcolo prezzi di riserva; (ii) prezzi minimi di offerta per allocazione capacità di iniezione di breve termine.

In tale contesto, SNAM Rete Gas ha definito le regole per l'accesso alla capacità di iniezione giornaliera aggiuntiva per il periodo luglio-settembre 2023.

Delibera 72/2023 - Conferimento della capacità di trasporto

Il 1° ottobre 2023 entrerà in vigore la riforma dei processi di conferimento della capacità di trasporto presso i *city gate* (approvata con Delibera 147/2019, in cui la capacità non è più richiesta dall'utente ma è calcolata e attribuita dall'impresa di trasporto sulla base dei dati messi a disposizione dal Sistema Informatico Integrato). Inoltre, è confermata la proposta del DCO 502/22, in cui è attribuita ai clienti finali la capacità convenzionale giornaliera sulla base dei prelievi comunicati dal SII ai fini delle sessioni di bilanciamento. E' in valutazione la richiesta dell'anno di prova in bianco (AT 23-24) per analizzare il funzionamento del meccanismo (con effetti economici a partire dall'AT 24-25).

Fine tutela gas – Delibera 100/2023/R/com & 102/2023/R/gas (legge 4 agosto 2017, n. 124)

In vista del superamento delle tutele di prezzo per il settore gas (gennaio 2024), ARERA ha disciplinato la gestione del rapporto contrattuale per tutti i clienti che a tale data risulteranno ancora sprovvisti di un contratto di libero mercato. Viene prevista una campagna informativa a partire da settembre 2023 con l'obbligo per i fornitori di inoltrare la proposta commerciale più conveniente al momento presente sul mercato.

A tutti i clienti che alla data del 31 dicembre 2023 non abbiano ancora operato una scelta, ARERA prevede l'applicazione di un'offerta avente le caratteristiche contrattuali della PLACET gas variabile con condizioni di prezzo in parte definite dall'Autorità (PSV + spread regolato, commercializzazione liberamente stabilita dal

venditore). Tale procedimento si configurerà come un mero cambio offerta e la fornitura continuerà ad essere erogata dal medesimo esercente.

Viene introdotta anche una disciplina apposita per i cosiddetti clienti vulnerabili: tali soggetti potranno continuare a beneficiare di un regime di fornitura a prezzi regolari del tutto analogo all'attuale offerta di tutela. L'individuazione del carattere di vulnerabilità verrà effettuata congiuntamente da Acquirente Unico e dagli stessi esercenti, i quali dovranno farsi carico della raccolta di apposite autocertificazioni sottoscritte dei clienti finali.

ENERGIA ELETTRICA

Mercato elettrico

DCO 685/22 sul TIDE -Testo Integrato Dispacciamento elettrico

ARERA intende riformare l'attività di dispacciamento (delibera attesa entro l'estate 2023). L'entrata in vigore della Delibera è prevista il 1° gennaio 2025 e sostituirà l'allegato A della Delibera 111/06 (eccezione disciplina impianti Essenziali). I temi di maggior rilievo riguardano la ridefinizione dei perimetri di dispacciamento, andando nella direzione di consentire le aggregazioni sui mercati dell'energia.

Delibera 247/2023 – Approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico - ai sensi dell'art. 18 Dlgs 210/2021, a seguito del DCO 393/22

La Delibera prevede che possa partecipare alle procedure competitive solo la nuova capacità di stoccaggio (autorizzata) e anche gli impianti idroelettrici esistenti con idonea autorizzazione per conversione in nuova capacità di accumulo. Prevede, inoltre, la possibilità di estensione del periodo contrattuale per la capacità contrattualizzata con vita utile superiore al periodo di consegna; per gli assegnatari vi è l'obbligo di rendere disponibile la Capacità impegnata a Terna i) offrendo su MSD (Mercato dei Servizi di Dispacciamento); ii) e mettendola a disposizione di terzi per la stipula di contratti di *time shifting* (negoziati su piattaforma GME). Per le operazioni su MSD è previsto che gli UdD (Utenti del Dispacciamento) trattengano parte dei margini ottenuti e che la restante parte sia destinata a Terna per la riduzione degli oneri. La stessa Terna, entro il 15 ottobre 2023, dovrà rendere noto lo studio sulle tecnologie di stoccaggio per la definizione dei fabbisogni e dei contratti standard, distinti per tecnologie che si differenziano significativamente almeno rispetto ai parametri vita utile e tempo di realizzazione; infine, la valorizzazione delle offerte selezionate in esito alle procedure segue il metodo *pay as bid*.

Autoconsumo diffuso e Comunità energetiche

La Delibera 727/22 di approvazione Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD):

- regola la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso per le configurazioni dei D.lgs. 199/21 e 210/2021;
- conferma il modello virtuale dell'autoconsumo diffuso;
- decorrenza: ultima data tra l'entrata in vigore del Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sovranità Energetica (MASE) di incentivi alle comunità energetiche e il 1° marzo 2023 (sostituisce la Delibera 318/20);
- conferma gli orientamenti del DCO 390/22.
- contiene elementi di individuazione della CP (Cabina Primaria).

Il decreto relativo all'incentivazione dell'autoconsumo è uscito dall'esame della Comunità Europea relativamente alla conformità alle Linee Guida sugli Aiuti di Stato: è attesa la pubblicazione da parte del MASE.

Oneri di recesso e modifiche al Codice di Condotta Commerciale - Delibera 250/2023/R/com (direttiva (UE) 2019/944 e decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210)

Il provvedimento interviene a valle della consultazione 668/2022/R/com disciplinando la materia degli oneri di recesso anticipato per i contratti di fornitura di energia elettrica. In particolare, per il perimetro il codice di condotta commerciale (clienti in bassa tensione e/o con consumi di gas naturale complessivamente non superiori a 200.000 Smc/anno) l'ARERA prevede che tali oneri possano trovare applicazione sia per i contratti di durata determinata e a condizioni economiche a prezzo fisso, sia per i contratti di durata indeterminata con condizioni economiche a prezzo fisso. Viene inoltre specificata la facoltà per i fornitori di apporre oneri di recesso a tutti i contratti di energia elettrica sottoscritte da imprese con oltre 50 dipendenti e/o con un fatturato superiore ai 10 milioni di euro. Il documento specifica, inoltre, gli elementi informativi minimi che

dovranno essere messi a disposizione dei clienti finali all'atto della sottoscrizione del contratto (in particolare l'evidenza che l'ammontare indicato come onere di recesso anticipato costituirà un importo massimo che potrà essere suscettibile di revisione, a ribasso, da parte dell'operatore in maniera da ribaltare il costo effettivo al momento del recesso). In ultimo il provvedimento interviene disciplinando una regolazione specifica per i rinnovi delle condizioni economiche scadute distinguendola da quella relativa alle variazioni unilaterali.

Fine tutela elettrica (BTAU) - Esiti procedure concorsuali

A valle delle procedure concorsuali svoltesi nel mese di dicembre 2022 sono risultate assegnatarie del servizio tutele graduali per le microimprese le società A2A, ACEA, AGSM-AIM, ESTRA Energie, HERA Commerciale, Illumia e Sorgenia. Tali società saranno responsabili dell'erogazioni del suddetto servizio per il periodo 1° aprile 2023 - 31 marzo 2026. La continuità della fornitura per il periodo gennaio 2023 – marzo 2023 è stata garantita, in regime provvisorio, dai locali esercenti la maggior tutela.

Fine tutela elettrica (domestici) – DCO 212/2023/R/eel (art. 1, comma 60 della legge n. 124/17)

La consultazione ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità con riferimento alla regolazione e alle modalità di affidamento del servizio a tutele graduali destinato ai clienti domestici non vulnerabili. Stando a quanto descritto, le procedure concorsuali si configurerebbero con una struttura analoga a quelle svoltesi per l'assegnazione del servizio delle microimprese (durata di tre anni, aggiudicazione sulla base di un prezzo in €/POD/anno, presenza di un tetto antitrust al numero delle aree aggiudicabili, applicazione delle condizioni dell'offerta PLACET); le differenze principali potrebbe attenersi alla modalità d'asta (ipotesi di un turno unico con busta chiusa) e nell'ampliamento del perimetro dei soggetti partecipanti (possibile apertura ai raggruppamenti temporanei d'impresa). Per quanto concerne i clienti vulnerabili, essi continuerebbero ad essere riforniti nell'ambito della maggior tutela in attesa della definizione di nuove procedure concorsuali dedicate a questo specifico segmento di utenze.

Cause di esclusione dall'Elenco venditori – DCO 186/2023/R/eel (articolo 11, comma 3, del Decreto del Ministro della Transizione Ecologica (ora: MASE) 25 agosto 2022)

A valle della formale istituzione dell'elenco venditori (aprile 2023) ARERA ha proposto uno schema di requisiti e di indicatori (concernenti, nel dettaglio, la puntualità nei pagamenti verso Terna e le società di distribuzione) che dovranno essere rispettati dalle imprese al fine della loro permanenza all'interno dell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali.

Modifiche al Codice del Consumo – D.lgs 26/2023

Nell'ambito del recepimento delle disposizioni di cui alla direttiva 2019/2161, il governo italiano ha disposto una serie di revisioni alla disciplina di cui al codice del consumo. Dalle nuove disposizioni introdotte figurano una serie di aggiornamenti di potenziale impatto anche per il settore energetico: il diritto di ripensamento viene esteso a 30 giorni (dai canonici 14) per i contratti conclusi in occasione di visite non programmate da parte di un agente mandatario. Vengono inoltre inasprite le sanzioni comminabili dall'Autorità verso eventuali clausole vessatorie celate all'interno delle condizioni generali di contratto e dunque non sottoscritte direttamente dal cliente finale.

Procedimento AGCM su variazioni unilaterali – Sentenza TAR

In data 23 giugno 2023 è stata pubblicata la sentenza del Tar Lazio che accoglie il ricorso presentato da Iren Mercato, annullando così il provvedimento AGCM del 28 ottobre 2022 con cui era stata disposta una sospensione cautelare nell'ottica di verificare possibili profili di violazione in merito alle disposizioni di cui all'art. 3 del Decreto Legge n. 115 del 9 agosto 2022 con il quale era stata sospesa, fino al 30 aprile 2023 (termine poi modificato e prorogato fino al 30 giugno 2023 dal D.L. 29 dicembre 2022 n. 198, c.d. Milleproroghe, convertito in Legge n. 14 del 24 febbraio 2023), l'efficacia delle clausole contrattuali, che consentono alle società di vendita di modificare i prezzi di fornitura. Nel dettaglio il giudice ha verificato che i rinnovi operati da Iren Mercato si configuravano come rinnovi a scadenza e non come variazioni unilaterali.

Impianti di Produzione elettrica

DL 39/2023 - DL Siccità

Il Decreto contiene, tra le altre, misure per garantire l'efficiente utilizzo dei volumi degli invasi per il contrasto alla crisi idrica (regolazione dei volumi e delle portate derivati dagli invasi da parte di un Commissario) e

misure di allentamento dei vincoli ambientali per i sistemi di produzione di energia attualmente raffreddati ad acqua.

Normativa su extraprofiti

Con riferimento alle Delibere 266/2022 e 243/2023 (attuazione dell'art. 15 bis Decreto Sostegni ter e della Legge Bilancio 2023), sono stati presentati ricorsi al TAR avverso i provvedimenti attuativi emanati da ARERA per incompatibilità della norma primaria con il diritto europeo (violazioni del TFUE e del Reg. 1854/22). Il quadro normativo regolatorio rimarrà incerto fino alla pubblicazione della sentenza di merito del giudice amministrativo di primo grado. L'udienza di merito è stata discussa al TAR in data 21 giugno 2023. Il GSE in attuazione delle delibere ARERA ha richiesto le relazioni relative alla valorizzazione dei contratti di copertura.

Principali interventi normativi su iter autorizzativi

Il Decreto Legge 24 febbraio n. 13 (DL 13/2023) recante "Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e del Piano Nazionale degli investimenti Complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune" è stato convertito in legge 21 aprile 2023, n. 41 ed è entrato in vigore il 22 aprile 2023. Tra i vari contenuti, ha introdotto le seguenti principali modifiche in tema di procedure autorizzative per la realizzazione e l'esercizio di impianti da fonti rinnovabili:

- modifica dei limiti per le procedure di Valutazione di Impatto Ambientale e screening VIA per impianti fotovoltaici;
- esenzione da tali procedure per gli impianti fotovoltaici in aree idonee, contemplate in piani o programmi già sottoposte a Valutazione Ambientale Strategica (VAS);
- semplificazione per l'installazione di impianti fotovoltaici in aree a destinazione industriale, artigianale e commerciale e in discariche e cave;
- modifica al procedimento di Autorizzazione Unica;
- estensione dell'iter autorizzativo semplificato della Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) nell'ambito dei sistemi di accumulo (cd. *storage* elettrico).

Reti elettriche

Delibera 124/2023/R/eel - Energia reattiva immessa

A completamento della Delibera 712/2022/R/eel, a partire da aprile 2023 tale provvedimento:

- indica l'elenco dei nodi elettrici della rete rilevante appartenenti ad aree omogenee ai fini dell'applicazione dei corrispettivi maggiorati per immissioni di energia reattiva dei clienti finali in alta o in altissima tensione;
- chiarisce che i corrispettivi unitari maggiorati sono applicati alle aree omogenee per la sola energia reattiva immessa in alta e altissima tensione.

Inoltre, la Delibera esplicita che, in caso di applicazione di soglie differenti per il prelievo/immissione di energia reattiva, i corrispettivi si applicano ai soli volumi eccedenti le soglie.

Delibera 134/2023/R/com – Caro energia – Modifiche alle tariffe applicate agli utenti

Il provvedimento ha riattivato da aprile 2023 le componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema anche per gli utenti domestici e gli utenti BT fino a 16,5 kW.

DCO 173/2023/R/eel - Orientamenti per lo sviluppo delle reti e i relativi Piani (PdS)

La consultazione:

- illustra gli orientamenti dell'Autorità per l'identificazione di priorità e indicatori di performance per uno sviluppo maggiormente selettivo degli investimenti dei DSO;
- propone regole per la consultazione e la redazione dei Piani di Sviluppo (PdS) delle reti di distribuzione:
 - transitorie, per un primo invio ad agosto 2023 di un PdS ancora "in fieri";
 - evolute, per l'invio dei PdS a gennaio degli anni dispari (a partire dal 2025).

Delibera 165/2023/R/eel – regolazione infrastrutturale distribuzione e misura elettrica 2024-2027

La delibera avvia un procedimento per la regolazione infrastrutturale delle attività di distribuzione e misura elettrica nel quadriennio 2024-2027 relativa alla continuità, alla qualità commerciale e alle connessioni con aperture su:

- nuove adesioni alla regolazione sperimentale;
- nuovi indicatori e meccanismi incentivanti;
- revisione delle regole per le prestazioni relative alle connessioni passive.

E' previsto che il procedimento si concluda entro:

- il 2023 per gli aspetti generali con applicazione sull'intero periodo 2024-2027;
- il 2027, per gli specifici aspetti applicativi legati alla regolazione ROSS (Regolazione per Obiettivi di Spesa e Servizio) e agli aggiornamenti dei meccanismi di regolazione output-based.

EFFICIENZA ENERGETICA

Superbonus ed altri bonus edilizi

DL 11/2023 – Misure urgenti in materia di cessione dei crediti di cui all'articolo 121 del DL 19 maggio 2020, n. 34, convertito, con modificazioni, dalla Legge 17 luglio 2020, n. 77

Tale Decreto, con riferimento ai bonus edilizi, oltre al divieto per le Pubbliche Amministrazioni di acquistare i crediti in circolazione, prevede che non potrà più essere utilizzata l'opzione dello sconto in fattura o della cessione del credito: pertanto, rimane solo la possibilità di utilizzare i crediti d'imposta in detrazione.

TELERISCALDAMENTO

Legge di Bilancio 2023

La legge di Bilancio 2023 ha allargato al Teleriscaldamento l'applicazione dell'IVA agevolata (5%), anziché gli attuali valori del 10/22%, per il 1° trimestre 2023 a decorrere dal 1° gennaio, misura prorogata al 2° trimestre 2023 dal c.d. "Decreto Bollette" (DL 34/2023).

DL 13/2023 – Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e del Piano Nazionale degli investimenti Complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune ("DL PNRR")

Il c.d. "Decreto PNRR" ha previsto una norma di modifica del D. lgs. 102/2014 che conferisce ad ARERA il potere di regolazione delle tariffe del teleriscaldamento. ARERA, con delibera 277/23, ha avviato il procedimento per la definizione della nuova regolazione tariffaria: la prima fase della consultazione è attesa entro il 30 settembre 2023. In merito, ARERA è orientata a definire dei criteri regolatori per valorizzare la tariffa a costo (full cost compresa la remunerazione di investimenti più il margine commerciale).

RIFIUTI

Principali novità normative

Decreto Legge 4 aprile 2023, n. 59 - Regolamento sulla disciplina del sistema di tracciabilità dei rifiuti e del registro elettronico nazionale per la tracciabilità dei rifiuti (RENTRI)

Il Decreto 59/2023, in vigore dal 15 giugno 2023, è emanato ai sensi dell'articolo 188-bis, comma 1 del D.lgs. n. 152/2006; esso prevede una tempistica scaglionata di iscrizione al sistema, compresa tra il 18 e 30 mesi dall'entrata in vigore, a seconda delle dimensioni aziendali nel caso dei produttori. L'avvio è previsto dal 15 dicembre 2024 e interesserà per primi i gestori dei rifiuti quindi gli impianti che effettuano attività di trattamento ed i trasportatori (ma anche gli intermediari) e i produttori, questi ultimi inizialmente solo al di sopra dei 50 dipendenti. Inoltre, negli allegati I e II sono riportati i nuovi modelli del registro cronologico di carico e scarico e del Formulario di Identificazione del Rifiuto (FIR).

D. lgs. n. 213/2022- Disposizioni integrative e correttive al D. lgs 116/2020 (c.d. "Correttivo al Recepimento pacchetto economia circolare rifiuti"). Modifiche al D. lgs.152/2006

Tale decreto, in vigore dal 16 giugno 2023, ha un duplice obiettivo:

1. correggere una serie di refusi derivanti dal recepimento delle direttive 2018/851/UE e 2018/852/UE (c.d. "Pacchetto economia circolare") a cura del D. lgs. 116/2020;
2. Introdurre significative modifiche al D. lgs. 152/2006; tra queste si segnalano la cancellazione della possibilità di istituzione di schemi di responsabilità estesa al produttore (EPR) anche su istanza di parte, il divieto di incenerimento dei rifiuti raccolti in modo differenziato e la precisazione che i rifiuti da "demolizione e costruzione" sono "speciali" solo se prodotti nell'ambito dell'attività di impresa.

DL 39/23 convertito con modificazioni dalla L. 13 giugno 2023, n. 68 - Disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche

Dal 15 aprile è in vigore il DL 39/23, che ha modificato l'art. 127 del TUA (*Fanghi derivanti dal trattamento delle acque reflue*) dissipando ogni dubbio sul fatto che ai fanghi derivanti da processi di depurazione di acque reflue si applica la disciplina dei rifiuti solo e soltanto al termine dell'intero processo di trattamento:

Legge n.17/2023 su impianti di interesse strategico nazionale

Entra in vigore il 7 marzo, la legge 3 marzo 2023, n. 17 di conversione del decreto-legge 5 gennaio 2023, n. 2, recante misure urgenti per impianti di interesse strategico nazionale.

Il provvedimento, in particolare, conferma quanto stabilito in fase di decretazione d'urgenza, soprattutto con riguardo alle modifiche al decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231 relativo alla responsabilità amministrativa degli enti.

Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza- Decreti MITE n. 396/2021 e 397/2021

Il Ministero dell'Ambiente ha completato la pubblicazione delle graduatorie definitive per l'assegnazione dei fondi PNRR per finanziare la realizzazione di impianti pubblici e privati su rifiuti ed economia circolare.

DL 13/2023 – Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e del Piano Nazionale degli investimenti Complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune ("DL PNRR")

In materia di rifiuti, il DL 13/2023 prevede che le disposizioni di cui al Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 2 marzo 2018 (DM Biometano), continuano ad applicarsi ai progetti relativi alla realizzazione o conversione di impianti di produzione di biometano e di biocarburanti diversi dal biometano per i quali al 31 dicembre 2022 sia stato rilasciato il provvedimento favorevole di valutazione di impatto ambientale, ovvero il provvedimento di non assoggettamento a tale procedura,

Milleproroghe 2023

E' stato convertito nella Legge 24 febbraio 2023, n. 14 in vigore dal 28 febbraio 2023, il Decreto Legge del 29 dicembre 2022 n. 198, il cosiddetto "Decreto Milleproroghe 2023", recante disposizioni urgenti in materia di termini legislativi, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 49 del 27 febbraio 2023.

Le misure più rilevanti previste in campo ambientale riguardano la proroga al 4 maggio 2023 del termine per una eventuale revisione del DM 152/2022 sull'End of Waste dei rifiuti da costruzione e demolizione, i RAEE, l'inquinamento acustico, i cementifici e i rottami ferrosi.

ARERA – attività di regolazione

L'Autorità, nell'ambito dell'attività di regolazione del settore dei rifiuti, ha attivato nel 2023 una serie di procedimenti, principalmente di natura economica: una parte di essi ha concluso la fase di consultazione, mentre per altri quest'ultima è ancora in corso. In particolare, si segnalano:

DCO 214/2023/R/rif - Orientamenti per la determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata del trasporto, delle operazioni di cernita e delle altre operazioni preliminari e la definizione degli standard tecnici e qualitativi del recupero e dello smaltimento

Il documento di consultazione illustra gli elementi di inquadramento generale e gli orientamenti che l'Autorità intende seguire nella determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata e nell'introduzione della regolazione della qualità per le fasi di trattamento. Si prevede la pubblicazione del provvedimento nel corso dell'anno 2023.

DCO 262/2023/R/rif - Schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra Enti affidanti e gestori del servizio dei rifiuti urbani- Orientamenti finali

Il documento di consultazione illustra lo schema di contratto tipo che l'Autorità intende pubblicare (entro l'anno 2023) al fine di guidare il processo di convergenza del settore verso un assetto stabile ed omogeneo a livello nazionale.

DCO 275/2023/R/rif - Orientamenti per l'aggiornamento biennale 2024-2025 del metodo tariffario rifiuti (MTR-2)

Il documento illustra gli orientamenti dell'Autorità per l'individuazione delle modalità necessarie a procedere all'aggiornamento biennale dei piani economico finanziari, secondo quanto previsto dagli articoli 7 e 8 della deliberazione 363/2021/R/RIF (MTR-2). Nello specifico, si sottopongono a consultazione le modalità di aggiornamento delle componenti di costo ammesse al riconoscimento tariffario (tenuto conto dei dati desumibili dal bilancio dell'anno (a-2) e della ri-quantificazione di taluni parametri).

SERVIZIO IDRICO

D. lgs. n. 18/2023 - Attuazione della direttiva (UE) 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano

L'obiettivo del decreto è la protezione della salute umana dagli effetti negativi derivanti dalla contaminazione, attraverso la disciplina della qualità delle acque destinate al consumo umano, nonché il miglioramento dell'accesso alle stesse. Tra gli aspetti di maggior rilievo si segnala l'introduzione di un approccio innovativo alla sicurezza dell'acqua che, in luogo di una strategia di controllo basata esclusivamente su una lista di parametri, si basa su un sistema di valutazione del rischio, che si concretizza nell'elaborazione dei Piani di Sicurezza dell'Acqua. Un altro aspetto innovativo riguarda la normativa relativa ai materiali a contatto con l'acqua potabile, ai reagenti chimici e ai materiali filtranti. Per quanto infine riguarda i parametri di qualità dell'acqua il decreto introduce nuovi parametri (tra cui i clorati e PFAS) e apporta alcune modifiche ai limiti di qualità per parametri già esistenti.

DL n. 39/2023, convertito da L. 68/2023 - Disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche

Lo scopo principale del decreto è di velocizzare le procedure autorizzative afferenti le opere e gli interventi di urgente realizzazione per far fronte, nel breve termine, alla crisi idrica.

Il decreto istituisce una cabina di regia presso la Presidenza del Consiglio dei ministri, avente funzioni di indirizzo, coordinamento e monitoraggio per il contenimento e il contrasto della crisi idrica. E' altresì stabilita la nomina di un Commissario straordinario ai fini dell'adozione di interventi urgenti connessi al fenomeno della siccità.

Per aumentare la resilienza dei sistemi idrici al cambio climatico si indicano a) l'aumento dei volumi utili degli invasi, b) la possibilità di realizzare liberamente vasche di raccolta di acque meteoriche per uso agricolo entro un volume massimo stabilito, c) il riutilizzo delle acque reflue depurate per uso irriguo, d) l'introduzione di notevoli semplificazioni nella realizzazione degli impianti di desalinizzazione.

ALTRI TEMI TRASVERSALI

Incentivi

In data 3 marzo 2023 è stato effettuato il passaggio a tariffa onnicomprensiva per l'impianto di Mignanego (Iren Acqua), mentre il 22 maggio è stata riconosciuta la tariffa incentivante all'impianto di Chiomonte e Susa (Valle Dora Energia).

Bonus sociali

Delibere 13/2023/R/com, 23/2023/R/com e 134/2023/R/com – Bonus sociali integrativi

La delibera 13/2023 ha proceduto, dal 1° gennaio 2023, all'innalzamento a 15.000 euro del valore della soglia dell'ISEE per l'accesso al bonus elettrico e gas per l'anno in corso sulla base di quanto disposto dalla Legge di Bilancio 2023.

La successiva delibera 23/2023 indica le modalità per riconoscere i bonus sociali per il trimestre gennaio-marzo 2023.

Infine, la Delibera 134/2023 ha confermato anche per il trimestre aprile-giugno 2023 il potenziamento dei bonus sociali elettricità e gas, secondo quanto previsto dal decreto 28 marzo 2023, e ha innalzato a 30.000 euro la soglia per le famiglie numerose con 4 o più figli a carico.

Prescrizione breve

Delibera 86/2023/C/com - Prescrizione breve

Il 2 gennaio 2023 sono state pubblicate le sentenze n. 35 e n. 36, con cui il TAR Lombardia ha annullato in parte le deliberazioni ARERA 603/2021/R/com e 604/2021/R/com, ritenendo che gli adempimenti di carattere informativo e valutativo imposti al distributore con le delibere impugnate non abbiano un fondamento normativo.

La Delibera 86/2023/C/com comunica che ARERA ha proposto appello avverso le sentenze TAR Lombardia.

Regolazione per obiettivi di spesa e servizio

Delibera 163/2023/R/com - Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (TIROSS) elettrico e gas 2024-2031

A valle del Documento di consultazione 655/2022/R/com, l'Autorità ha approvato il TIROSS - *Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031*, definendo i criteri e i principi generali della metodologia ROSS (Parte prima) e le previsioni specifiche del ROSS-base (Parte seconda). In particolare, il documento prevede che la spesa riconosciuta sia calcolata a partire dalla spesa effettiva sostenuta dall'operatore e "corretta" mediante una quota delle efficienze o inefficienze conseguite rispetto alla spesa di riferimento definita da ARERA. Pertanto, tale impostazione prevede lo *sharing* di efficienze e inefficienze con gli utenti, con percentuali variabili a seconda dell'attribuzione a *capex/opex* di tale efficienza (o inefficienza) e, per la quota allocata ad *opex*, della soluzione scelta dall'operatore (ad alta o bassa potenza di incentivo). Nell'ambito delle regolazioni specifiche, anche in base ad i dati fisici ed economico-finanziari richiesti agli operatori, l'Autorità definirà i tassi di capitalizzazione da applicare alla spesa ammissibile per la determinazione della *quota slow money* (attuali *capex*) e *fast money* (attuali *opex*). Il ROSS prevede meccanismi di gestione delle incertezze per eventi imprevedibili ed eccezionali e per intercettare la variazione di costi legata a nuovi investimenti per la transizione energetica o a variazioni del perimetro di attività svolte.

CONCESSIONI E AFFIDAMENTI DEL GRUPPO IREN

PRODUZIONE IDROELETTRICA

Con Decreto del 27 aprile 2023, n. 2/r la Giunta Regionale della Regione Piemonte ha approvato il regolamento recante “disciplina delle modalità di svolgimento del procedimento unico di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche (legge regionale 29 ottobre 2020, n. 26)”.

Con Regolamento del 27 aprile 2023, n. 1, la Giunta Regionale della Regione Piemonte ha modificato l’art. 5 del regolamento n. 5 del 18 dicembre 2020, relativo alle regole di definizione del canone delle concessioni idroelettriche, ridefinendo, a decorrere dall’annualità 2023, le modalità di aggiornamento della componente fissa del canone.

Con Deliberazione della Giunta Regionale 17 aprile 2023, n. 17/6747, la Regione Piemonte ha deliberato 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, il rinnovo delle 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.

In data 15 giugno 2023 la Società Eisackwerk S.r.l. ha proposto ricorso contro Regione Piemonte e SCR Piemonte S.p.A. (Iren Energia controinteressata) per l’annullamento della suddetta Deliberazione della Giunta Regionale del Piemonte del 17 aprile 2023 n.17/6747.

Con Deliberazione della Giunta Regionale 5 giugno 2023, n. 28/6999, la Regione 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”*.

DISTRIBUZIONE GAS NATURALE

Con decorrenza dal 1° gennaio 2023, a seguito dell’operazione di scissione perfezionata nel corso del 2022, IRETI Gas S.p.A., interamente partecipata da IRETI S.p.A., è subentrata alla stessa IRETI nella titolarità delle concessioni in essere nei vari Ambiti – Genova 1, Parma, Reggio Emilia e Piacenza 2 - in regime di prorogatio, inerenti alla gestione del servizio di distribuzione del gas naturale.

Per quanto riguarda la gara indetta dall’ATEM Genova 2, con sentenza n. 3150/23 il Consiglio di Stato ha confermato l’illegittimità del bando. La nuova gara non è stata ancora bandita.

Con riferimento alla gara per l’affidamento nell’ATEM La Spezia, è pendente l’appello avanti al Consiglio di Stato proposto da IRETI e IRETI Gas avverso la sentenza con la quale il TAR Liguria aveva respinto il ricorso per l’annullamento dell’aggiudicazione a favore di Italgas Reti S.p.A..

A seguito del perfezionamento del c.d. “progetto Romeo”, a partire dal 1° febbraio 2023, IRETI Gas ha acquisito le concessioni della distribuzione del gas nei seguenti ATEM:

- Savona 1: Comuni di Albenga e Ceriale;
- Piacenza 2: Comune di Pontenure;
- Parma: Comune di Solignano.
- Vercelli, nei Comuni di Albano Verellese, Carisio, Greggio, Olcenengo, Oldenico, San Germano Verellese frazione Stella, Quinto Verellese, Tronzano Verellese e Villarboit.

SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

Come anticipato nel capitolo “Fatti di rilievo del periodo”, in data 27 marzo 2023 i Comuni di Cogoleto, Masone, Campo Ligure, Mele e Rossiglione, tutti ubicati nella Provincia di Genova, che detenevano una partecipazione pari al 51% del capitale di Amter S.p.A., hanno ceduto le loro azioni ad IRETI S.p.A.. Il restante 49% della società era già di proprietà della controllata Iren Acqua S.p.A..

La società in precedenza era affidataria, in qualità di gestore salvaguardato ex art. 172 c. 2 del D. lgs. n. 152/2006, della gestione del servizio idrico integrato nei predetti Comuni, con scadenza prevista al 31

dicembre 2027 e operava quale società operativa territoriale del Gestore Unico IRETI sul territorio dei Comuni di Arenzano (GE) e Tiglieto (GE).

L'operazione di acquisizione ha comportato la cessazione anticipata degli affidamenti in capo ad Amter ed il subentro *ex lege* da parte del Gestore Unico IRETI, alle condizioni previste dalla vigente convenzione tra la stessa IRETI e la Città Metropolitana di Genova.

In data 31 maggio 2023 IRETI, che già deteneva una quota del capitale di AcquaEnna S.c.p.A. pari al 48,5 %, ha acquisito dal socio COGEN S.p.A. l'ulteriore quota del 2,367%, giungendo quindi a detenere la quota di maggioranza assoluta pari al 50,867%.

AcquaEnna è la società per azioni a scopo consortile costituita in data 9 novembre 2004 tra le società facenti parte del Raggruppamento Temporaneo d'Imprese costituito da IRETI (attuale capofila), GGR S.p.A. (oggi COGEN), Sicilia Ambiente S.p.A. e Smeco S.p.A. (oggi Idrosur S.r.l.), a seguito dell'aggiudicazione della gara per la gestione del Servizio Idrico Integrato, per la durata di 30 anni, indetta dal Consorzio dell'Ambito Territoriale Ottimale (ATO) di Enna. Tale Ambito è formato da 20 Comuni della Provincia.

GESTIONE SERVIZI AMBIENTALI

A seguito della stipula delle concessioni del servizio pubblico per la gestione dei rifiuti nei bacini territoriali di Parma e di Piacenza tra Iren Ambiente ed ATERSIR, con decorrenza 1° gennaio 2023, si precisa che le società costituite nel settembre 2020 dal gruppo Iren per la gestione dei citati i servizi - Iren Ambiente Parma ed Iren Ambiente Piacenza - gestiranno i servizi oggetto dell'affidamento una volta terminata la attuale fase transitoria, in cui i servizi citati sono condotti da Iren Ambiente.

Servizi ai Comuni

Nel corso del primo semestre del 2023, i seguenti Comuni liguri hanno aderito all'”Accordo Quadro per l'affidamento dei servizi integrati di facility management da eseguirsi sugli immobili in uso a qualsiasi titolo alle Pubbliche Amministrazioni del territorio della Regione Liguria adibiti ad uso ufficio e/o ad attività scolastiche attivato dalla stazione unica appaltante della città metropolitana di Genova”:

- Comune di Arcola;
- Comune di Santo Stefano Magra;
- Comune di Sarzana;
- Comune di Rapallo;
- Comune di Santa Margherita Ligure.

In Emilia Romagna ha aderito alla Convenzione SIE4 per l'affidamento del servizio integrato energia e dei servizi connessi il Comune di Montechiarugolo.

Servizio a Tutele Graduali energia elettrica per le Piccole Imprese per il periodo 1° luglio 2021 - 30 giugno 2024

Iren Mercato S.p.A. esercita il Servizio a Tutele Graduali per le piccole imprese del settore dell'energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza) e alla Delibera ARERA n. 491/2020/R/eel e s.m.i., per il periodo 1° luglio 2021 - 30 giugno 2024 nei territori delle Regioni Puglia, Toscana, Friuli Venezia-Giulia, Valle d'Aosta e nel territorio del Comune di Milano.

PERSONALE

Al 30 giugno 2023 risultano in forza al Gruppo Iren 10.897 dipendenti, in aumento rispetto ai 10.583 dipendenti al 31 dicembre 2022, come risulta dalla seguente tabella, suddivisa fra Holding e Business Unit.

Società	Organico al 30.06.2023	Organico al 31.12.2022
Iren S.p.A.	1.137	1.132
IRETI e controllate	2.361	2.269
Iren Ambiente e controllate	5.535	5.362
Iren Energia e controllate	1.206	1.186
Iren Mercato e controllate	658	634
Totale	10.897	10.583

Le variazioni nella consistenza dell'organico rispetto al 31 dicembre 2022 sono principalmente riconducibili:

- all'avvio/conclusione di servizi svolti in appalto da San Germano (BU Ambiente);
- alla prosecuzione del piano di ricambio generazionale, con un consistente numero di assunzioni dal mercato del lavoro;
- al consolidamento, a maggio 2023, da parte di IRETI di AcquaEnna, per complessive 103 risorse.

Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato e Note Illustrative

al 30 giugno 2023

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

		migliaia di euro			
	Note	30.06.2023	di cui parti correlate	31.12.2022	di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Immobili impianti e macchinari	(1)	4.385.652		4.366.722	
Investimenti immobiliari	(2)	1.988		2.015	
Attività immateriali a vita definita	(3)	2.980.675		2.826.692	
Avviamento	(4)	248.899		237.966	
Partecipazioni contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	206.164		211.320	
Altre partecipazioni	(6)	10.585		10.188	
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	(7)	177.354		146.286	
Crediti commerciali non correnti	(8)	31.683	24.330	30.888	23.641
Attività finanziarie non correnti	(9)	159.129	42.002	169.057	52.016
Altre attività non correnti	(10)	85.267	1.103	88.917	128
Attività per imposte anticipate	(11)	352.335		340.866	
Totale attività non correnti		8.639.731	67.435	8.430.917	75.785
Rimanenze	(12)	74.120		139.359	
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	(13)	194.850		198.590	
Crediti commerciali	(14)	1.113.897	112.677	1.409.435	61.564
Attività per imposte correnti	(15)	4.470		38.263	
Crediti vari e altre attività correnti	(16)	496.538	890	438.915	41
Attività finanziarie correnti	(17)	228.071	7.663	256.376	9.799
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(18)	210.032		788.402	
Attività possedute per la vendita	(19)	1.144		16.802	
Totale attività correnti		2.323.122	121.230	3.286.142	71.404
TOTALE ATTIVITA'		10.962.853	188.665	11.717.059	147.189

migliaia di euro

	Note	30.06.2023	di cui parti correlate	31.12.2022	di cui parti correlate
PATRIMONIO NETTO					
Patrimonio netto attribuibile agli azionisti					
Capitale sociale		1.300.931		1.300.931	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		1.321.131		1.218.137	
Risultato netto del periodo		142.932		226.017	
Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti della controllante		2.764.994		2.745.085	
Patrimonio netto attribuibile alle minoranze		424.044		446.069	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(20)	3.189.038		3.191.154	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(21)	4.233.991		4.266.014	
Benefici ai dipendenti	(22)	90.226		90.948	
Fondi per rischi ed oneri	(23)	397.954		404.781	
Passività per imposte differite	(24)	149.423		142.221	
Debiti vari e altre passività non correnti	(25)	553.456	1	505.131	149
Totale passività non correnti		5.425.050	1	5.409.095	149
Passività finanziarie correnti	(26)	283.485	15.873	294.575	9.745
Debiti commerciali	(27)	1.423.228	36.916	2.279.400	38.333
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	(28)	21.452		39.209	
Debiti vari e altre passività correnti	(29)	352.158	12.042	261.131	
Debiti per imposte correnti	(30)	60.710		34.969	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(31)	207.732		207.526	
Passività correlate ad attività possedute per la vendita	(32)	-		-	
Totale passività correnti		2.348.765	64.831	3.116.810	48.078
TOTALE PASSIVITA'		7.773.815	64.832	8.525.905	48.227
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		10.962.853	64.832	11.717.059	48.227

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

				migliaia di euro	
	Note	Primo semestre 2023	di cui parti correlate	Primo semestre 2022 Rideterminato	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(33)	3.103.488	150.494	3.650.475	163.365
Altri proventi	(34)	110.899	1.558	61.138	4.076
Totale ricavi		3.214.387	152.052	3.711.613	167.441
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(35)	(1.535.930)	(998)	(2.134.848)	(2.119)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(36)	(756.658)	(28.231)	(728.639)	(21.304)
Oneri diversi di gestione	(37)	(51.446)	(4.670)	(49.246)	(4.903)
Costi per lavori interni capitalizzati	(38)	28.666		21.649	
Costo del personale	(39)	(292.561)		(257.798)	
Totale costi operativi		(2.607.929)	(33.899)	(3.148.882)	(28.326)
MARGINE OPERATIVO LORDO		606.458		562.731	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(40)	(286.848)		(252.874)	
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(41)	(35.819)		(35.644)	
Altri accantonamenti e svalutazioni	(41)	(35.516)		7.414	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(358.183)		(281.104)	
RISULTATO OPERATIVO		248.275		281.627	
Gestione finanziaria					
Proventi finanziari	(42)	14.001	120	5.764	165
Oneri finanziari		(54.413)	(27)	(37.465)	(20)
Totale gestione finanziaria		(40.412)	93	(31.701)	145
Rettifica di valore di partecipazioni	(43)	4.110		5.046	
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	(44)	1.993		5.625	
Risultato prima delle imposte		213.966		260.597	
Imposte sul reddito	(45)	(55.914)		(104.062)	
- di cui non ricorrenti				(30.479)	
Risultato netto delle attività in continuità		158.052		156.535	
Risultato netto da attività operative cessate	(46)	-		-	
Risultato netto del periodo		158.052		156.535	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti		142.932		137.237	
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	(47)	15.120		19.298	
Utile per azione ordinarie e di risparmio	(48)				
- base (euro)		0,11		0,11	
- diluito (euro)		0,11		0,11	

I dati comparativi del Primo semestre 2022 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 Iren Green Generation, Alegas e Valle Dora Energia avvenuta nell'esercizio 2022. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

		Primo semestre 2023	migliaia di euro Primo semestre 2022 Rideterminato
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)		158.052	156.535
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		24.529	(12.354)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie		-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto		2.756	-
- variazione della riserva di traduzione		(374)	1.331
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		(6.813)	5.361
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)	(49)	20.098	(5.662)
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)	(49)	-	-
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)		178.150	150.873
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti		163.213	129.042
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze		14.937	21.831

I dati comparativi del Primo semestre 2022 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocation del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) di Iren Green Generation, Alegas e Valle Dora Energia avvenuta nell'esercizio 2022. 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
31/12/2021 Rideterminato	1.300.931	133.019	87.216
Operazioni con i soci			
Dividendi agli azionisti			
Utile non distribuito			10.943
Acquisto azioni proprie			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Totale operazioni con i soci	-	-	10.943
Conto economico complessivo rilevato nel periodo			
Utile netto del periodo			
Altre componenti di Conto Economico complessivo			
Totale conto economico complessivo rilevato nel periodo	-	-	-
30/06/2022 Rideterminato	1.300.931	133.019	98.159
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	1.300.931	133.019	111.093

I dati comparativi al 30 giugno 2022 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 Iren Energy Solutions, Iren Green Generation, Alegas e Valle Dora Energia avvenuta nell'esercizio 2022. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

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
(14.465)	760.742	966.512	303.172	2.570.615	379.976	2.950.591
		-	(134.723)	(134.723)	(29.987)	(164.710)
	157.506	168.449	(168.449)	-	-	-
	-	-	-	-	8.646	8.646
	(1.265)	(1.265)	-	(1.265)	(118)	(1.383)
	(10.816)	(10.816)	-	(10.816)	776	(10.040)
-	145.425	156.368	(303.172)	(146.804)	(20.683)	(167.487)
			137.237	137.237	19.298	156.535
(9.526)	1.331	(8.195)	-	(8.195)	2.533	(5.662)
(9.526)	1.331	(8.195)	137.237	129.042	21.831	150.873
(23.991)	907.498	1.114.685	137.237	2.552.853	381.124	2.933.977
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)	-	-	-
	-	-	-	-	4.788	4.788
	(1.402)	(1.402)	-	(1.402)	534	(868)
	(764)	(764)	-	(764)	(24)	(788)
-	69.779	82.713	(226.017)	(143.304)	(36.962)	(180.266)
			142.932	142.932	15.120	158.052
20.655	(374)	20.281	-	20.281	(183)	20.098
20.655	(374)	20.281	142.932	163.213	14.937	178.150
83.297	993.722	1.321.131	142.932	2.764.994	424.044	3.189.038

RENDICONTO FINANZIARIO

	migliaia di euro	
	Primo semestre 2023	Primo semestre 2022 Rideterminato
A. Disponibilità liquide iniziali	788.402	606.888
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	158.052	156.535
Rettifiche per:		
Imposte del periodo	55.914	104.062
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(1.993)	(5.625)
Oneri (proventi) finanziari netti	40.412	31.701
Ammortamenti attività materiali e immateriali	286.848	252.874
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	(4.110)	(4.158)
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	35.819	35.644
Accantonamenti netti a fondi (Plusvalenze) Minusvalenze	168.892 (611)	64.128 396
Erogazioni benefici ai dipendenti	(4.112)	(4.879)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(166.305)	(24.691)
Variazione altre attività non correnti	3.930	(2.199)
Variazione debiti vari e altre passività non correnti	4.952	3.742
Imposte pagate	-	(128.708)
Flussi finanziari per transazioni su mercati derivati commodities	(17.471)	(30.850)
Altre variazioni patrimoniali	(373)	265
Variazione rimanenze	65.551	(78.971)
Variazione attività derivanti da contratti con i clienti	(26.995)	(105.273)
Variazione crediti commerciali	312.348	(24.284)
Variazione crediti per imposte correnti e altre attività correnti	(62.337)	35.298
Variazione debiti commerciali	(866.359)	8.772
Variazione passività derivanti da contratti con i clienti	(17.757)	(12.371)
Variazione debiti per imposte correnti e altre passività correnti	68.367	22.487
B. Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa	32.662	293.895
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(355.794)	(337.795)
Investimenti in attività finanziarie	(426)	(39.892)
Realizzo investimenti	18.280	659
Acquisizione di società controllate al netto della cassa acquisita	(24.578)	(198.403)
Dividendi incassati	1.610	1.705
C. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di investimento	(360.908)	(573.726)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(176.300)	(24.797)
Acquisto quote di partecipazioni in imprese consolidate	(868)	-
Nuovi finanziamenti a lungo termine	5.000	150.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(58.080)	(19.561)
Rimborso debiti finanziari per leasing	(8.509)	(5.563)
Variazione altri debiti finanziari	87.697	6.512
Variazione crediti finanziari	(65.791)	58.808
Interessi pagati	(35.212)	(16.754)
Interessi incassati	1.939	1.242
D. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di finanziamento	(250.124)	149.887
E. Flusso monetario del periodo (B+C+D)	(578.370)	(129.944)
F. Disponibilità liquide finali (A+E)	210.032	476.944

I dati comparativi del Primo semestre 2022 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 Iren Green Generation, Alegas e Valle Dora Energia avvenuta nell'esercizio 2022. 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 2023 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 2023 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 2023 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 2022 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 2023 e illustrati nel successivo paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2023".

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 rilevano 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 2022.

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 27 luglio 2023.

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 2023 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 2023

A partire dal 1° gennaio 2023 risultano applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e modifiche ai principi contabili, emanati dallo IASB e recepiti dall'Unione Europea:

IFRS 17 – Contratti assicurativi

Nel Maggio 2017 lo IASB ha pubblicato l'IFRS 17 Insurance Contracts che sostituisce l'IFRS 4, emesso nel 2004. Il principio ha lo scopo di migliorare la comprensione da parte degli investitori dell'esposizione al rischio, della redditività e della posizione finanziaria degli assicuratori, richiedendo che tutti i contratti di assicurazione siano contabilizzati in modo coerente, superando i problemi di confronto creati dall'IFRS 4.

Tale principio non ha avuto impatti significativi sui risultati economico finanziari del Gruppo e sulla relativa informativa di bilancio.

Modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8

Il regolamento dell'Unione Europea n. 2022/357 del 2 marzo 2022 adotta le modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 pubblicate dallo IASB il 12 febbraio 2021. Le modifiche chiariscono le differenze tra principi contabili e stime contabili, al fine di garantire l'applicazione coerente dei principi contabili e la comparabilità dei bilanci.

Modifiche allo IAS 12 Imposte sul Reddito: Imposte differite relative ad attività e passività derivanti da un'unica operazione

Le modifiche a tale principio richiedono la rilevazione delle attività e delle passività per imposte differite per le transazioni che, in sede di rilevazione iniziale, danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale importo (ad esempio i *lease* e gli obblighi di smantellamento).

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* e 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 due 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.

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 similari.

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 a 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:
 - AMIAT
- Bonifiche Servizi Ambientali
- Bonifica Autocisterne
- I.Blu
- Iren Ambiente Parma
- Iren Ambiente Piacenza
- Iren Ambiente Toscana e le controllate:
 - Futura
 - Scarlino Energia
 - SEI Toscana e le controllate:
 - Ekovision
 - Valdisieve
 - Valdarno Ambiente e le controllate:
 - CRCM

- TB
- Manduriamambiente
- 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:
 - Alfa Solutions e la controllata
 - Lab 231
- Maira e la controllata:
 - Formaira
- Iren Green Generation e le controllate:
 - Iren Green Generation Tech
 - Limes 1
 - Limes 2
 - Limes 20
 - Mara Solar
 - Omnia Power
- Valle Dora Energia

3) Iren Mercato e le società da questa controllate:

- Alegas
- Minerva e la controllata
 - 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 e la controllata:
 - Iren Acqua Tigullio
- IRETI Gas e la controllata:
 - Romeo 2
- Nord Ovest Servizi

La variazione area di consolidamento integrale per il primo semestre 2023 è dovuta all'acquisizione del controllo delle società Romeo 2, Amter, Acquaenna, Remat e Limes 20. Per maggiori dettagli su tali operazioni si rimanda al successivo capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

Dal punto di vista degli assetti partecipativi, si segnala che sono variate le seguenti interessenze:

- in data 2 febbraio 2023 è stato azzerato e ricostituito il capitale sociale della controllata Alegas con conseguente incremento delle quote partecipative dall'80% al 98%;
- in data 22 febbraio 2023 Iren Ambiente ha acquistato una ulteriore partecipazione del 20% nella controllata Futura, addivenendo così al 40%, detenuto in via diretta. La società è partecipata anche dalle controllate Iren Ambiente Toscana (40%) e SEI Toscana (20%).

Inoltre, il 1° gennaio 2023 hanno avuto efficacia alcune operazioni societarie che, pur non comportando variazioni dell'area di consolidamento, hanno determinato uno snellimento della struttura partecipativa del Gruppo:

- la fusione per incorporazione delle società Palo Energia, Piano Energia, Traversa Energia e Solleone Energia in Iren Green Generation Tech;
- la fusione per incorporazione di Società dell'Acqua Potabile (SAP) in IRETI.

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 2023

Aggregazioni aziendali contabilizzate in maniera provvisoria

Le aggregazioni aziendali effettuate dal Gruppo nel corso del primo semestre 2023 hanno riguardato l'acquisizione del controllo delle società Romeo 2, Amter, Acquaenna e Remat.

Per tali operazioni il Gruppo ha sostenuto costi inerenti a spese legali e notarili per 284 migliaia di euro e costi per due diligence per 54 migliaia di euro. Tali costi sono stati inclusi rispettivamente nelle voci di conto economico "Spese legali e notarili" e "Consulenze tecniche, amministrative, commerciali e spese pubblicitarie".

Romeo 2

Nell'ambito della razionalizzazione di alcuni assets della distribuzione del gas naturale, legata alla cessione della partecipata Romeo Gas al gruppo Ascopiave, il 1° febbraio 2023 il Gruppo ha perfezionato l'acquisto del controllo di Romeo 2 e di un ramo d'azienda, per un corrispettivo pari a 19.760 migliaia di euro:

- l'acquisizione da parte di IRETI Gas del 100% di Romeo 2 S.r.l. dalla società Edigas - Esercizio Distribuzione Gas S.p.A. (gruppo Ascopiave).
Romeo 2 è titolare della gestione delle concessioni di distribuzione del gas nei comuni di Albano Verellese, Carisio, Greggio, Olcenengo, Oldenico, San Germano Verellese – Frazione Stella, Quinto Verellese, Tronzano Verellese e Villarboit (Provincia di Vercelli), Albenga e Ceriale (Provincia di Savona);
- l'acquisizione dalla stessa Romeo Gas, sempre da parte di IRETI Gas, del ramo d'azienda relativo alla gestione delle concessioni di distribuzione del gas nei comuni di Pontenure e nel Borgo di Grazzano Visconti, nel Comune di Vigolzone (Provincia di Piacenza) e di Solignano (Provincia di Parma).

Nel periodo di 5 mesi chiuso al 30 giugno 2023, i business acquisiti hanno generato ricavi pari a 972 migliaia di euro e un utile di 108 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 1.166 migliaia di euro e sul risultato consolidato dell'esercizio sarebbe stato pari a un utile di 130 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.

Amter

Il 28 marzo 2023 IRETI ha perfezionato l'operazione di acquisizione del 51% di Amter S.p.A., detenuto dai Comuni di Campo Ligure, Cogoleto, Masone, Mele e Rossiglione (Provincia di Genova). Il restante 49% della società è già di proprietà della controllata Iren Acqua. Il corrispettivo complessivamente trasferito ammonta a 4.820 migliaia di euro.

Amter gestisce il ciclo idrico nell'area di Ponente della provincia di Genova con una rete idropotabile di 300 km e una rete fognaria di 140 km, oltre al depuratore comprensoriale di Rossiglione. Con tale operazione, IRETI anticipa l'ingresso nella gestione del servizio idrico nei comuni di Campo Ligure, Cogoleto, Masone, Mele e Rossiglione rispetto alle scadenze fissate dalla Convenzione salvaguardata tra Amter e gli stessi, accelerando così le sinergie e le performance di sostenibilità in tali territori.

Nel periodo di 3 mesi chiuso al 30 giugno 2023, la controllata ha generato ricavi pari a 1.239 migliaia di euro e un utile di 19 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 2.470 migliaia di euro e sul risultato consolidato dell'esercizio sarebbe stato pari a una perdita di 15 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.

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 1 mese chiuso al 30 giugno 2023, la controllata ha generato ricavi pari a 2.120 migliaia di euro e un utile di 428 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 14.877 migliaia di euro e sul risultato consolidato dell'esercizio sarebbe stato pari a un utile di 131 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.

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 Re Mat 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 Re Mat con un corrispettivo complessivamente trasferito pari a 1.910 migliaia di euro.

Per tali acquisizioni, nelle more della definizione della *Purchase Price Allocation (PPA)* da completarsi ai sensi dell'IFRS 3, il differenziale positivo fra il corrispettivo trasferito ed il *fair value* provvisorio, alla data di ottenimento del controllo, delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte è stato allocato ad avviamento. Tali avviamenti provvisori non sono fiscalmente deducibili.

Nella tabella seguente viene riportato, per ogni operazione, il fair value provvisorio del corrispettivo, delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte e dell'avviamento provvisorio.

	migliaia di euro			
	Romeo 2 e Ramo gas	Amter	AcquaEnna	ReMat
Corrispettivo trasferito				
Disponibilità liquide	19.760	2.610	579	1.850
Strumenti rappresentativi di capitale				
Fair Value dell'interessenza detenuta prima dell'acquisizione del controllo	-	2.210	7.759	60
Fair value del corrispettivo alla data di acquisizione	19.760	4.820	8.338	1.910
Fair value provvisorio delle attività nette identificabili				
Attività materiali	67	1.324	465	1.890
Attività immateriali a vita definita	16.077	8.131	65.098	80
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	333	-	-
Crediti commerciali non correnti	-	107	1.867	5

Altre attività non correnti	-	264	-	16
Attività per imposte anticipate	-	684	-	250
Rimanenze	76	-	510	133
Crediti commerciali	325	4.715	34.778	836
Crediti per imposte correnti	-	164	-	1
Crediti vari e altre attività correnti	-	417	5.124	652
Attività finanziarie correnti	-	-	1.316	(1.109)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	-	490	2.518	1.252
Passività finanziarie non correnti	-	-	(22.237)	(1.254)
Benefici ai dipendenti	(320)	(268)	(1.362)	(31)
Fondi per rischi ed oneri	-	(604)	(470)	-
Passività per imposte differite	-	-	(316)	-
Debiti vari e altre passività non correnti	-	(2.034)	(41.335)	(4)
Passività finanziarie correnti	-	-	(11.968)	-
Debiti commerciali	(264)	(11.723)	(6.874)	(1.386)
Passività derivanti da contratti con i clienti	-	-	-	-
Debiti vari e altre passività correnti	(276)	-	(16.082)	(835)
Debiti per imposte correnti	-	(417)	(113)	-
Totale fair value delle attività nette identificabili	15.685	1.583	10.919	496
Interessenze delle minoranze nelle attività nette identificabili	-	634	(5.365)	(57)
Avviamento/(Badwill) provvisorio	4.075	2.603	2.784	1.471

In relazione a Amter, i crediti commerciali comprendono importi contrattuali lordi per 5.351 migliaia di euro, di cui 636 migliaia di euro ritenuti inesigibili alla data di acquisizione. Per Acquaenna i crediti commerciali comprendono importi contrattuali lordi per 39.118 migliaia di euro, di cui 4.340 migliaia di euro ritenuti inesigibili alla data di acquisizione, mentre per Re Mat i crediti commerciali comprendono importi contrattuali lordi per 1.279 migliaia di euro, di cui 443 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 2023

Nel corso del primo semestre 2023 il Gruppo ha acquisito il controllo della società veicolo Limes 20.

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

Alla data di acquisizione la società risulta infatti essere sostanzialmente detentrici, allo stato progettuale, delle autorizzazioni per la prossima realizzazione di impianti fotovoltaici in Sicilia. Di conseguenza tale operazione rappresenta un'acquisizione di singole attività/passività.

Il corrispettivo trasferito ammonta a 5.395 migliaia di euro, il valore contabile delle singole attività/passività acquisite ammonta a 1.873 migliaia di euro e il valore degli asset a cui è stato attribuito il differenziale di prezzo è pari a 3.522 migliaia di euro.

Il surplus del corrispettivo trasferito rappresenta, al netto del relativo effetto fiscale, il valore delle autorizzazioni di cui la società veicolo acquisita è titolare.

RIDETERMINAZIONE DEI VALORI AL 30 GIUGNO 2022

Il Gruppo ha acquisito nel corso del primo semestre 2022 il controllo delle società Iren Green Generation (già Puglia Holding), Iren Green Generation Tech (già ASI Troia FV1), Palo Energia, Piano Energia, Solleone Energia, Traversa Energia, Alegas e Valle Dora Energia. 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 2022, riflettendo la migliore conoscenza nel frattempo maturata. Nel bilancio consolidato al 30 giugno 2022 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 2022 sono stati rideterminati per tenere conto dei nuovi valori.

Inoltre, al fine di migliorare la rappresentazione dell'operatività e degli obblighi relativi all'*Emission Trading Scheme (ETS)*, a partire dal termine dell'esercizio 2022, il Gruppo ha deciso di modificarne il trattamento contabile passando dal c.d. "metodo lordo" al c.d. "metodo netto". Tale modifica ha avuto un impatto solo sulla rappresentazione dei flussi finanziari del primo semestre 2022.

Di seguito si riportano le variazioni intervenute con riferimento ai saldi economici ed alla rappresentazione dei flussi finanziari del primo semestre 2022.

	Primo semestre 2022 Pubblicato	Effetto contabilizzazione IFRS 3			Primo semestre 2022 Rideterminato
		Gruppo Iren Green Generation	Alegas	Valle Dora Energia	
migliaia di euro					
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	3.650.475				3.650.475
Altri proventi	61.138				61.138
Totale ricavi	3.711.613	-	-	-	3.711.613
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(2.134.848)				(2.134.848)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(728.639)				(728.639)
Oneri diversi di gestione	(49.246)				(49.246)
Costi per lavori interni capitalizzati	21.649				21.649
Costo del personale	(257.798)				(257.798)
Totale costi operativi	(3.148.882)	-	-	-	(3.148.882)
MARGINE OPERATIVO LORDO	562.731	-	-	-	562.731
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(251.585)	(1.122)	(131)	(36)	(252.874)
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(35.644)				(35.644)
Altri accantonamenti e svalutazioni	7.414				7.414
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(279.815)	(1.122)	(131)	(36)	(281.104)
RISULTATO OPERATIVO	282.916	(1.122)	(131)	(36)	281.627
Gestione finanziaria					
Proventi finanziari	5.764				5.764
Oneri finanziari	(37.465)				(37.465)
Totale gestione finanziaria	(31.701)	-	-	-	(31.701)
Rettifica di valore di partecipazioni	(13)			5.059	5.046
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	5.863			(238)	5.625
Risultato prima delle imposte	257.065	(1.122)	(131)	4.785	260.597
Imposte sul reddito	(104.424)	316	36	10	(104.062)
- di cui non ricorrenti	(30.479)				(30.479)
Risultato netto delle attività in continuità	152.641	(806)	(95)	4.795	156.535
Risultato netto da attività operative cessate	-				-
Risultato netto del periodo	152.641	(806)	(95)	4.795	156.535
attribuibile a:					
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	133.318	(806)	(76)	4.801	137.237
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	19.323		(19)	(6)	19.298
Utile per azione ordinarie e di risparmio					
- base (euro)	0,10	0,00	0,00	0,00	0,11
- diluito (euro)	0,10	0,00	0,00	0,00	0,11

	Primo semestre 2022 Pubblicato	Effetto contabilizzazione IFRS 3			IAS8 - ETS	Primo semestre 2022 Rideterminato
		Gruppo Iren Green Generation	Alegas	Valle Dora Energia		
A. Disponibilità liquide iniziali	606.888					606.888
Flusso finanziario generato dall'attività operativa						
Risultato del periodo	152.641	(806)	(95)	4.795		156.535
Rettifiche per:						-
Imposte del periodo	104.424	(316)	(36)	(10)		104.062
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(5.863)	-	-	238		(5.625)
Oneri (proventi) finanziari netti	31.701					31.701
Ammortamenti attività materiali e immateriali	251.585	1.122	131	36		252.874
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	901	-	-	(5.059)		(4.158)
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	35.644					35.644
Accantonamenti netti a fondi	106.250				(42.122)	64.128
(Plusvalenze) Minusvalenze	396					396
Erogazioni benefici ai dipendenti	(4.879)					(4.879)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(24.175)				(516)	(24.691)
Variatione altre attività non correnti	(2.199)					(2.199)
Variatione debiti vari e altre passività non correnti	3.742					3.742
Imposte pagate	(128.708)					(128.708)
Acquisto ETS	(42.638)				42.638	-
Flussi finanziari per transazioni su mercati derivati commodities	(30.850)					(30.850)
Altre variazioni patrimoniali	265					265
Variatione rimanenze	(78.971)					(78.971)
Variatione attività derivanti da contratti con i clienti	(105.273)					(105.273)
Variatione crediti commerciali	(24.284)					(24.284)
Variatione crediti per imposte correnti e altre attività correnti	35.298					35.298
Variatione debiti commerciali	8.772					8.772
Variatione passività derivanti da contratti con i clienti	(12.371)					(12.371)
Variatione debiti per imposte correnti e altre passività correnti	22.487					22.487
B. Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa	293.895	-	-	-	-	293.895
Flusso finanziario da (per) attività di investimento						
Investimenti in attività materiali e immateriali	(337.795)					(337.795)
Investimenti in attività finanziarie	(39.892)					(39.892)
Realizzo investimenti	659					659
Acquisizione di società controllate al netto della cassa acquisita	(198.403)					(198.403)
Dividendi incassati	1.705					1.705
C. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di investimento	(573.726)	-	-	-	-	(573.726)
Flusso finanziario da attività di finanziamento						
Aumento capitale	-					-

Acquisto azioni proprie	-					-
Erogazione di dividendi	(24.797)					(24.797)
Acquisto quote di partecipazioni in imprese consolidate	-					-
Nuovi finanziamenti a lungo termine	150.000					150.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(19.561)					(19.561)
Rimborso debiti finanziari per leasing	(5.563)					(5.563)
Variazione altri debiti finanziari	6.512					6.512
Variazione crediti finanziari	58.808					58.808
Interessi pagati	(16.754)					(16.754)
Interessi incassati	1.242					1.242
D. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di finanziamento	149.887	-	-	-	-	149.887
E. Flusso monetario del periodo (B+C+D)	(129.944)	-	-	-	-	(129.944)
F. Disponibilità liquide finali (A+E)	476.944	-	-	-	-	476.944

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, crediti derivanti dalla maturazione di titoli energetici 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, Iren dispone di linee di finanziamento a medio lungo termine sottoscritte e disponibili ma non utilizzate per 440 milioni di euro, che si aggiungono alle disponibilità liquide correnti.

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 2022 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 2022 rimangono fondamentalmente inalterati traslando l'analisi alla data del presente documento.

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.

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 e si evidenzia inoltre che il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 71% a tasso fisso e per il 29% 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'*hedge accounting*.

Il *fair value* dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 30 giugno 2023 riguarda la posizione della Capogruppo (positiva per 58.688 migliaia di euro) e di TRM (negativa per 6.973 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 il 95% 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'insolvibilità sino all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali o inesigibili. Tale rischio risente, 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.

E' stato inoltre avviato, a partire da giugno 2023, un progetto di cessione rotativa con Banca Intesa Sanpaolo con riferimento ai crediti commerciali relativi alle fatture di clienti retail non domiciliati.

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, la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere ed integrare i principali dati in merito all'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 "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.

Con riferimento ai Crediti Commerciali, nella relativa Nota 14 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 verso determinati clienti, 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.

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 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.

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 3,4 TWh. Il Fair Value di tali strumenti al 30 giugno 2023 è complessivamente positivo per 18.685 migliaia di euro (a seconda delle differenti posizioni, di cui 84.857 migliaia di euro di Fair Value positivo incluso nelle attività finanziarie e 66.172 migliaia di euro di Fair Value negativo incluso nelle passività finanziarie);
- sulla piattaforma regolamentata European Energy Exchange - EEX, su PUN per un nozionale netto complessivo pari a 497 GWh. Il Fair Value di tali strumenti al 30 giugno 2023 è complessivamente positivo per 19.933 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 e del gas 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. 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.

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 sia per le coperture in Cash Flow Hedge che in Fair Value 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

30.06.2023	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 e commodities)	143.545				143.545
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana		21.599			21.599
Altre partecipazioni		10.585			10.585
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	143.545	32.184	-	-	175.729
Attività finanziarie non valutate al fair value					
Crediti commerciali			1.145.580		1.145.580
Crediti finanziari			222.056		222.056
Altri crediti e altre attività (*)			531.626		531.626
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti			210.032		210.032
Totale Attività finanziarie non valutate al fair value	-	-	2.109.294	-	2.109.294
Passività finanziarie valutate al fair value					
Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)	(73.144)				(73.144)
Put options		(7.466)			(7.466)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	(73.144)	(7.466)	-	-	(80.610)
Passività finanziarie non valutate al fair value					
Obbligazioni			(3.018.610)		(3.018.610)
Mutui			(1.207.271)		(1.207.271)
Altri debiti finanziari (**)			(149.128)		(149.128)
Debiti commerciali			(1.423.228)		(1.423.228)
Debiti vari e altre passività (*)			(392.096)		(392.096)
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	-	-	-	(6.190.333)	(6.190.333)
TOTALE	70.401	24.718	2.109.294	(6.190.333)	(3.985.920)

(*) 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

30.06.2023	Livello 1	Livello 2	Livello 3	TOTALE
Attività finanziarie valutate al fair value				
Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)		143.545		143.545
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	-	143.545	21.599	165.144
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 e commodities)		(73.144)		(73.144)
Put options		(7.231)	(235)	(7.466)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	-	(80.375)	(235)	(80.610)
Passività finanziarie non valutate al fair value				
Obbligazioni	(2.668.617)			(2.668.617)
Mutui		(1.213.275)		(1.213.275)
Altri debiti finanziari (**)				-
Debiti commerciali				-
Debiti vari e altre passività (*)				-
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	(2.668.617)	(1.213.275)	-	(3.881.892)
TOTALE	(2.668.617)	(1.150.105)	21.364	(3.797.358)

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 2023, il cui fair value è determinato in base all'applicazione della formula del prezzo prevista contrattualmente, tenuto conto della redditività attesa della società e dei tassi di attualizzazione desunti 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.

	+1%	-1%
Redditività (flussi)	850	(850)
Tasso di attualizzazione	(1.204)	1.291

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

31.12.2022	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 e commodities)	244.152				244.152
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana		25.077			25.077
Altre partecipazioni		10.188			10.188
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	244.152	35.265	-	-	279.417
Attività finanziarie non valutate al fair value					
Crediti commerciali			1.440.323		1.440.323
Crediti finanziari			156.204		156.204
Altri crediti e altre attività (*)			488.240		488.240
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti			788.402		788.402
Totale Attività finanziarie non valutate al fair value	-	-	2.873.169	-	2.873.169
Passività finanziarie valutate al fair value					
Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)	(196.871)				(196.871)
Put options		(7.227)			(7.227)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	(196.871)	(7.227)	-	-	(204.098)
Passività finanziarie non valutate al fair value					
Obbligazioni			(3.015.622)		(3.015.622)
Mutui			(1.233.203)		(1.233.203)
Altri debiti finanziari (**)			(42.921)		(42.921)
Debiti commerciali			(2.279.400)		(2.279.400)
Debiti vari e altre passività (*)			(199.538)		(199.538)
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	-	-	-	(6.770.684)	(6.770.684)
TOTALE	47.281	28.038	2.873.169	(6.770.684)	(3.822.196)

(*) 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

31.12.2022	Livello 1	Livello 2	Livello 3	TOTALE
Attività finanziarie valutate al fair value				
Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)		244.152		244.152
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana			25.077	25.077
Altre partecipazioni				-
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	-	244.152	25.077	269.229
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 e commodities)		(196.871)		(196.871)
Put options		(7.227)		(7.227)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	-	(204.098)	-	(204.098)
Passività finanziarie non valutate al fair value				
Obbligazioni	(2.558.262)			(2.558.262)
Mutui		(1.217.452)		(1.217.452)
Altri debiti finanziari (**)				-
Debiti commerciali				-
Debiti vari e altre passività (*)				-
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	(2.558.262)	(1.217.452)	-	(3.775.714)
TOTALE	(2.558.262)	(1.177.398)	25.077	(3.710.583)

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 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 Iren 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, in data 30 giugno 2022 è stato stipulato tra il Comune di Torino e Iren Smart Solutions un accordo per la riqualificazione impiantistica ed edilizia finalizzata all'efficientamento energetico di 800 immobili del Comune di Torino, che si aggiungerà 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, assicura ai Comuni di Reggio Emilia, Parma, Piacenza e Torino forniture commerciali di vettori energetici, in massima parte calore da teleriscaldamento, 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 Reggio Emilia, Parma e Piacenza, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela.

Iren Ambiente si occupa, nei confronti 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 Iren con le società ad esso collegate, si segnalano:

- la vendita di energia elettrica e gas ad Asti Servizi Pubblici e di energia elettrica a CSAI;
- i servizi di raccolta e smaltimento rifiuti, anche speciali, a favore di GAIA, SETA e CSAI, operanti nell'ambito del settore dei servizi ambientali;
- il conferimento di rifiuti negli impianti delle collegate GAIA, Barricalla e CSAI e l'acquisto di frazioni differenziate da GAIA e SETA per l'avvio al trattamento;
- il servizio di smaltimento rifiuti in impianto da parte della collegata Sienambiente a SEI Toscana.

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, riguardanti in particolare vettori energetici.

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

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.

Infine, Rigenera Materiali (interamente controllata da Iren Ambiente), a valle di affidamento da parte di AMIU Genova, è titolare della concessione per la progettazione, costruzione, gestione ed esercizio dell’Impianto di trattamento meccanico biologico del rifiuto residuo urbano, con produzione di CSS, in corso di realizzazione in località Scarpino.

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.

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 IREN.

Informativa ex art. 5.8 e 5.9 Regolamento Consob

Nella riunione del 16 gennaio 2023, il COPC ha avviato, per quanto di propria competenza, l’istruttoria in merito all’operazione avente ad oggetto l’affidamento ad AMIAT S.p.A. (società indirettamente controllata, nella misura dell’80% del capitale sociale, da IREN S.p.A. per il tramite di AMIAT V. S.p.A.) da parte della Città di Torino (che partecipa, nella misura del restante 20%, al capitale di AMIAT per il tramite di FCT Holding S.p.A.) della gestione, nell’ambito del contratto di servizio *inter partes*, delle aree verdi cittadine (per quanto riguarda le attività di pulizia e manutenzione, anche laddove non già eseguite da parte di AMIAT), mediante assorbimento nei relativi piani di lavoro, a partire da quello relativo all’anno 2023. L’istruttoria afferente all’operazione è proseguita nelle riunioni del 9 - 14 marzo 2023, di cui si dirà nel prosieguo. Ai fini che qui interessano, si precisa che, in via cautelativa, l’operazione – sebbene astrattamente qualificabile come di “*minore rilevanza*”, considerato il relativo “*Indice di Rilevanza del Controvalore*”, determinato ai sensi dell’art. 5.2, let. (a), della Procedura OPC – è stata trattata in base all’*iter* previsto per quelle di “*maggiore rilevanza*”, essendo la medesima inerente alle modalità di esecuzione del citato contratto di servizi. Per tale ragione, il COPC è stato tempestivamente coinvolto nell’operazione, sin dall’avvio delle trattative intervenute tra AMIAT e la Città di Torino, in conformità a quanto previsto dalla Procedura OPC in merito a quest’ultima fattispecie. Allo stato, si è in attesa che la Città di Torino provveda a completare alcuni approfondimenti in merito alle modalità attraverso le quali, in concreto, potrà essere formalizzato l’affidamento di cui si tratta, in esito ai quali il COPC darà corso agli ulteriori adempimenti di propria competenza.

Fermo restando quanto precede, si precisa, per un maggiore dettaglio che, in occasione delle anzidette riunioni del 16 gennaio 2023 e del 9 marzo 2023, il COPC ha parimenti ricevuto, nell’ambito dei flussi informativi previsti dalla Procedura OPC, informative in merito ad operazioni con parti correlate rientranti – poiché di “*importo esiguo*” ovvero “*concludere a condizioni equivalenti a quelle di mercato o standard*” – nel novero delle ipotesi di esclusioni ai sensi della Procedura OPC stessa.

Nella riunione del 24 maggio 2023, il COPC ha esaminato l’operazione consistente nella partecipazione di IREN Mercato S.p.A. (società interamente controllata da IREN S.p.A.) – quale mandante di una costituenda ATI con un soggetto terzo, non correlato – alla procedura di gara promossa da GTT – Gruppo Torinese Trasporti S.p.A. (società controllata dalla Città di Torino, indirettamente tramite FCT Holding) n. 12/2023, avente ad oggetto “*Accordi Quadro per acquisto di n. 280 autobus ad alimentazione esclusivamente elettrica destinati al trasporto pubblico locale, con fornitura e posa in opera delle infrastrutture di ricarica e sistemi di accumulo; fornitura di full service per 10 anni. n. 3 lotti*”. In merito, il COPC ha espresso il proprio parere favorevole ex art. 9 della Procedura OPC in ordine all’interesse per il Gruppo IREN e, segnatamente, per IREN Mercato, al compimento dell’operazione in parola nonché alla “*convenienza*” e alla “*correttezza*” sostanziale delle relative condizioni.

Da ultimo, nell’ambito dei flussi informativi previsti dalla Procedura OPC di cui si è detto in precedenza, il COPC, in data 26 giugno 2023, ha ricevuto un’informativa in merito ad un’ulteriore operazione rientrante tre le fattispecie di esclusione ai sensi della Procedura OPC medesima.

Quanto al Comitato per la Remunerazione e le Nomine, si segnala che, nella riunione del 5 maggio 2023, il Comitato si è riunito per l'esame, di competenza ai sensi del Codice di *Corporate Governance*, delle proposte pervenute dall'Amministratore Delegato e Direttore Generale con riferimento all'adeguamento delle retribuzioni di alcuni Dirigenti con Responsabilità Strategiche del Gruppo. Dette proposte risultano conformi rispetto alla politica retributiva descritta nell'ambito della Sezione Prima della Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione 2023 e sui Compensi Corrisposti 2022, approvata dall'Assemblea dei Soci del 4 maggio u.s., senza la presenza di valutazioni discrezionali, come prescritto dal Regolamento Consob e recepito dalla Procedura OPC. Nel caso di specie, pertanto, il Comitato ha rilevato la presenza di una fattispecie di esclusione dall'applicazione della predetta Procedura OPC (art. 6.1, lett. (f) della stessa).

Si segnala altresì che il Comitato per la Remunerazione e le Nomine si è riunito in data 12 giugno 2023, in via congiunta con il Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, e che, in tale sede, (i) ha preso atto delle dimissioni rassegnate, in pari data e con efficacia immediata, dall'ing. Gianni Vittorio Armani dalle cariche di Consigliere e Amministratore Delegato nonché dal ruolo di Direttore Generale della Società, con conseguente rinuncia alle deleghe e ai poteri che gli erano stati attribuiti con delibera del Consiglio di Amministrazione del 21 giugno 2022; (ii) ha preso atto dell'accertamento della sussistenza dei presupposti per l'applicazione del vigente Piano di *Contingency* e, all'unanimità dei relativi membri, evidenziato di non ravvisare motivi ostativi rispetto alla concreta attuazione, da parte del Consiglio di Amministrazione, del citato Piano di *Contingency*, con riferimento al caso di cessazione anticipata dell'Amministratore Delegato. Al Comitato è stato altresì rappresentato che (i) tenuto conto delle circostanze concrete e delle modalità che hanno caratterizzato l'uscita dell'ing. Armani dal Gruppo, si è ritenuto preferibile non esercitare la facoltà di richiedere all'ing. Armani un periodo di preavviso né di richiedere la relativa indennità sostitutiva; (ii) non sono, peraltro, previste indennità di fine rapporto né impegni di non concorrenza. Allo stesso modo, non sono previsti né il riconoscimento della componente di incentivazione variabile di lungo periodo 2022-2024, in linea con quanto previsto nell'apposito Regolamento, né il riconoscimento della componente di incentivazione variabile di breve periodo per l'anno 2023.

VII. FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Successivamente alla chiusura del periodo non sono intervenuti fatti di rilievo.

VIII. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nel corso del primo semestre 2023 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.

Nel primo semestre 2022 la voce “Imposte sul reddito” accoglieva per 30.479 migliaia di euro gli effetti del prelievo solidaristico straordinario, introdotto dall’articolo 37 del DL n. 21/2022 (decreto “Ucraina”), come modificato dall’articolo 55 del DL n. 50/2022 (decreto “Aiuti”), per le imprese che operano nel settore della produzione e commercializzazione di prodotti energetici (energia elettrica, gas naturale, gas metano e prodotti petroliferi). In particolare, il legislatore aveva disposto un prelievo del 25% da applicare a una base imponibile risultante dal confronto tra i saldi del totale delle operazioni attive e passive evidenziate nelle comunicazioni dei dati delle liquidazioni periodiche IVA (LIPE) relative ai periodi 1° ottobre 2020 - 30 aprile 2021 e 1° ottobre 2021 - 30 aprile 2022.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso del primo semestre 2023 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:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2023	F.do amm.to al 30/06/2023	Valore netto al 30/06/2023	Costo al 31/12/2022	F.do amm.to al 31/12/2022	Valore netto al 31/12/2022
Terreni	160.306	(8.582)	151.724	160.090	(8.185)	151.905
Fabbricati	931.022	(374.461)	556.561	938.739	(359.904)	578.835
Impianti e macchinari	6.544.281	(3.374.920)	3.169.361	6.391.567	(3.248.358)	3.143.209
Attrezzature industriali e commerciali	251.819	(162.249)	89.570	233.241	(156.636)	76.605
Altri beni	418.771	(266.677)	152.094	403.257	(254.883)	148.374
Attività materiali in corso ed acconti	266.342	-	266.342	267.794	-	267.794
Totale	8.572.541	(4.186.889)	4.385.652	8.394.688	(4.027.966)	4.366.722

La movimentazione del costo storico delle attività materiali, comprensive dei diritti d'uso, è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	31/12/2022	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolida- mento	Riclassifiche	30/06/2023
Terreni	160.090	259	(141)	-	98	160.306
Fabbricati	938.739	6.507	(2.003)	681	(12.902)	931.022
Impianti e macchinari	6.391.567	66.406	(1.061)	3.083	84.286	6.544.281
Attrezzature industriali e commerciali	233.241	16.454	(3.626)	876	4.874	251.819
Altri beni	403.257	24.952	(10.943)	1.582	(77)	418.771
Attività materiali in corso ed acconti	267.794	70.773	(281)	39	(71.983)	266.342
Totale	8.394.688	185.351	(18.055)	6.261	4.296	8.572.541

La movimentazione del fondo ammortamento delle attività materiali, comprensive dei diritti d'uso, è esposta nella tabella seguente:

	31/12/2022	Ammortamento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	migliaia di euro 30/06/2023
Terreni	(8.185)	(404)	7	-	-	(8.582)
Fabbricati	(359.904)	(17.414)	1.745	(81)	1.193	(374.461)
Impianti e macchinari	(3.248.358)	(124.748)	824	(599)	(2.039)	(3.374.920)
Attrezzature industriali e commerciali	(156.636)	(8.034)	3.321	(774)	(126)	(162.249)
Altri beni	(254.883)	(21.541)	9.662	(1.048)	1.133	(266.677)
Totale	(4.027.966)	(172.141)	15.559	(2.502)	161	(4.186.889)

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del semestre relativi alle società Romeo 2, Amter, Acquaenna e Remat.

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 ai parchi fotovoltaici in provincia di Viterbo e Matera (40.928 migliaia di euro), all'impianto di selezione plastica di Borgaro (TO) (38.598 migliaia di euro), alla riqualificazione edilizia dell'immobile di Piazza Raggi (GE) (32.034 migliaia di euro), all'ampliamento dell'impianto per il trattamento della frazione organica di Santhià (VC) (10.548 migliaia di euro), al Biodigestore di Saliceti (SP) (8.593 migliaia di euro), alla sottostazione di scambio termico del quartiere Vallette di Torino (8.284 migliaia di euro), al rinnovo delle parti in pressione delle caldaie della Centrale del Bit (TO) (7.654 migliaia di euro) ed a Storage elettrici (5.958 migliaia di euro).

Incrementi

Gli incrementi del periodo, pari a 185.351 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- investimenti sulle centrali termoelettriche, idroelettriche e su impianti fotovoltaici per 32.826 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 7.446 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti di distribuzione energia elettrica, incluse le cabine primarie, per 32.735 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti gas non in regime di concessione secondo quanto previsto dall'IFRIC 12 per 5.359 migliaia di euro;
- investimenti per la raccolta e lo smaltimento dei rifiuti nel settore ambiente per 81.726 migliaia di euro.

Ammortamenti

Gli ammortamenti ordinari del primo semestre 2023, pari a complessivi 172.141 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote nel bilancio annuale 2022 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 30/06/2023	F.do amm.to al 30/06/2023	Valore netto al 30/06/2023	Costo al 31/12/2022	F.do amm.to al 31/12/2022	Valore netto al 31/12/2022
Terreni	10.212	(2.812)	7.400	10.044	(2.416)	7.628
Fabbricati	47.172	(11.847)	35.325	45.865	(10.308)	35.557
Impianti e macchinari	3.570	(695)	2.875	3.889	(648)	3.241
Attrezzature industriali e commerciali	158	(151)	7	923	(803)	120
Altri beni	28.204	(10.864)	17.340	31.499	(12.192)	19.307
Totale	89.316	(26.369)	62.947	92.220	(26.367)	65.853

La movimentazione del costo storico dei diritti d'uso è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro				
	31/12/2022	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolidamento	30/06/2023
Terreni	10.044	255	(87)	-	10.212
Fabbricati	45.865	2.983	(1.995)	319	47.172
Impianti e macchinari	3.889	-	(320)	-	3.570
Attrezzature industriali e commerciali	923	-	(765)	-	158
Altri beni	31.499	3.458	(6.752)	-	28.204
Totale	92.220	6.696	(9.919)	319	89.316

La movimentazione del fondo ammortamento dei diritti d'uso è esposta nella tabella seguente:

migliaia di euro

	31/12/2022	Ammortamento del periodo	Decrementi	30/06/2023
Terreni	(2.416)	(403)	7	(2.812)
Fabbricati	(10.308)	(3.280)	1.741	(11.847)
Impianti e macchinari	(648)	(369)	320	(695)
Attrezzature industriali e commerciali	(803)	(113)	765	(151)
Altri beni	(12.192)	(4.363)	5.692	(10.864)
Totale	(26.367)	(8.528)	8.525	(26.369)

NOTA 2_INVESTIMENTI IMMOBILIARI

La tabella che segue evidenzia la composizione della voce in questione:

migliaia di euro

	Costo al 30/06/2023	F.do amm.to al 30/06/2023	Valore netto al 30/06/2023	Costo al 31/12/2022	F.do amm.to al 31/12/2022	Valore netto al 31/12/2022
Terreni	565	-	565	565	-	565
Fabbricati	3.390	(1.967)	1.423	3.390	(1.940)	1.450
Totale	3.955	(1.967)	1.988	3.955	(1.940)	2.015

La voce è costituita principalmente da immobili il cui fair value non è inferiore al valore contabile.

NOTA 3_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 30/06/2023	F.do amm.to al 30/06/2023	Valore netto al 30/06/2023	Costo al 31/12/2022	F.do amm.to al 31/12/2022	Valore netto al 31/12/2022
Costi di sviluppo	24.825	(13.022)	11.803	23.783	(10.897)	12.886
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	334.443	(207.853)	126.590	310.964	(184.219)	126.745
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3.805.423	(1.590.659)	2.214.764	3.629.861	(1.495.347)	2.134.514
Altre immobilizzazioni immateriali	735.850	(344.401)	391.449	666.583	(305.996)	360.587
Immobilizzazioni in corso e acconti	236.069	-	236.069	191.960	-	191.960
Totale	5.136.610	(2.155.935)	2.980.675	4.823.151	(1.996.459)	2.826.692

La movimentazione del costo storico delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

migliaia di euro

	31/12/2022	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	30/06/2023
Costi di sviluppo	23.783	347	-	72	623	24.825
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	310.964	19.685	(223)	32	3.985	334.443
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3.629.861	62.296	(243)	104.725	8.784	3.805.423
Altre immobilizzazioni immateriali	666.583	37.460	(1.077)	31.823	1.061	735.850
Immobilizzazioni in corso e acconti	191.960	57.351	(243)	5.750	(18.749)	236.069
Totale	4.823.151	177.139	(1.786)	142.402	(4.296)	5.136.610

La movimentazione del fondo ammortamento delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

migliaia di euro

	31/12/2022	Ammortamento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	30/06/2023
F.amm.to costi di sviluppo	(10.897)	(2.138)	-	(23)	36	(13.022)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ingegno	(184.219)	(22.709)	183	(20)	(1.088)	(207.853)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(1.495.347)	(56.654)	167	(40.794)	1.969	(1.590.659)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(305.996)	(33.179)	1.071	(5.219)	(1.078)	(344.401)
Totale	(1.996.459)	(114.680)	1.421	(46.056)	(161)	(2.155.935)

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del semestre relativi alle società Romeo 2, Amter, Acquaenna e Remat.

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 137.266 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 biodigesterore 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 248.889 migliaia di euro (237.966 migliaia di euro al 31 dicembre 2022), nel corso del primo semestre 2023 presenta una variazione in aumento per 10.933 migliaia di euro a seguito delle acquisizioni (business combinations) effettuate dal Gruppo nel corso del periodo e di seguito dettagliate.

		migliaia di euro
Avviamento al 31.12.2022		237.966
Acquisizione Romeo 2	Contabilizzazione provvisoria	4.075
Acquisizione Amter	Contabilizzazione provvisoria	2.603
Acquisizione Acquaenna	Contabilizzazione provvisoria	2.784
Re Mat	Contabilizzazione provvisoria	1.471
Avviamento al 30.06.2023		248.899

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. A livello di Gruppo le Unità generatrici di flussi di cassa sono identificate con le singole Business Unit e corrispondono ai settori di attività rappresentati nella premessa delle presenti note e si basano sulla struttura direzionale e sul sistema di reporting interno del Gruppo.

Tale metodologia consente la verifica più efficace degli avviamenti e dei piani di investimento futuri e fornisce un'analisi omogenea alle informazioni comunicate al mercato.

La tabella che segue evidenzia l’allocazione della voce avviamento alle unità generatrici di flussi di cassa (Cash Generating Unit).

	31/12/2022	Incrementi Aggregazioni Aziendali	migliaia di euro 30/06/2023
Ambiente	24.297	1.471	25.768
Energia	36.588		36.588
Mercato	66.065		66.065
Reti	111.016	9.462	120.478
Totale	237.966	10.933	248.899

Cash Generating Unit Ambiente

Il valore dell’avviamento, pari a 25.768 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- all’acquisizione del controllo della società Re Mat avvenuta nel mese di giugno del 2023 (1.471 migliaia di euro);
- all’acquisizione del controllo della società CRCM avvenuta nel mese di aprile del 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 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) e dalle 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 Energia

Il valore dell’avviamento, pari a 36.588 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- all’acquisizione del controllo avvenuta nel mese di febbraio 2022 del Gruppo Puglia Holding (ora Iren Green Generation) (29.257 migliaia di euro);
- 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 Mercato

Il valore dell’avviamento, pari a 66.065 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- dall’acquisizione del controllo di Alegas avvenuta nel mese di aprile 2022 (15.072 migliaia di euro);
- dall’acquisizione del controllo di SidIren 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.

Cash Generating Unit Reti

Il valore dell'avviamento, pari a 120.478 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- dall'acquisizione del controllo di Acquaenna avvenuta nel mese di maggio del 2023 (2.784 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Amter avvenuta nel mese di marzo del 2023 (2.603 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Romeo 2 avvenuta nel mese di febbraio del 2023 (4.075 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 Busseto Servizi avvenuta nel mese di gennaio del 2019 (1.638 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 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;
- dall'acquisizione nel 2000 da ENEL del ramo d'azienda relativo alla distribuzione e vendita di energia elettrica a clienti vincolati nel Comune di Torino (64.608 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 3.023 migliaia di euro.

Come anticipato al paragrafo I "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" della presente relazione, nel corso del primo semestre 2023, 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 una *sensitivity dei* tassi di attualizzazione dei flussi di cassa (WACC) e le relative componenti *risk free rate* e *interest rate* che hanno comportato un incremento medio dei WACC riferiti alle Cash Generating Unit nell'ordine dello 0,4% rispetto ai WACC utilizzati nell'esercizio di Impairment effettuato al 31 dicembre 2022.

Sulla base delle simulazioni effettuate non si rilevano indicazioni che le attività iscritte nel bilancio chiuso al 30 giugno 2023 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 2023 è riportato in allegato.

La voce ammonta complessivamente a 206.164 migliaia di euro (211.320 migliaia di euro al 31 dicembre 2022). Le variazioni intervenute nel semestre sono presentate nelle tabelle esposte nel seguito.

Partecipazioni in società a controllo congiunto (joint venture)

	31/12/2022	Incrementi (Decrementi)	Variazione area di consolida- mento	Variazione a Conto Economico	Variazione a Patrimonio Netto	Distribuzio- ne dividendi	migliaia di euro 30/06/2023
Acque Potabili	8.090	-	-	-	-	-	8.090
TOTALE	8.090	-	-	-	-	-	8.090

A partire dal 31 maggio 2021 la società Acque Potabili è stata posta in liquidazione.

Partecipazioni in società collegate

	migliaia di euro						
	31/12/2022	Incrementi (Decrementi)	Variazione area di consolida- mento	Variazione a Conto Economico	Variazione a Patrimonio Netto	Distribuzio- ne dividendi	30/06/2023
A2A Alfa	-	-	-	-	-	-	-
Acos	14.089	-	-	429	481	(82)	14.917
Acos Energia	1.173	-	-	(63)	-	(75)	1.035
Acquaenna	4.993	-	(7.759)	2.453	313	-	-
Aguas de San Pedro	18.534	-	-	1.701	(789)	(362)	19.084
Aiga	-	-	-	-	-	-	-
Amat	-	-	-	-	-	-	-
Amter	1.014	-	(2.210)	1.196	-	-	-
Arienes	21	-	-	-	-	-	21
Asa	42.331	-	-	237	1.378	-	43.946
Asa scpa	1.197	-	-	-	-	-	1.197
Astea	26.358	-	-	330	-	(256)	26.432
Asti Servizi Pubblici	19.764	-	-	488	-	(849)	19.403
Barricalla	15.090	-	-	259	-	(952)	14.397
BI Energia	171	-	-	-	-	-	171
Centro Corsi S.r.l.	25	-	-	-	-	-	25
CSA	404	-	-	-	-	-	404
CSAI	3.690	-	-	(1.365)	-	(404)	1.921
E.G.U.A.	707	-	-	64	-	(89)	682
Fingas	-	-	-	-	-	-	-
Fratello Sole Energie Solidali	259	-	-	(18)	-	-	241
G.A.I.A.	14.866	-	-	131	-	(132)	14.865
Global Service	6	-	-	-	-	-	6
Iniziative Ambientali	496	-	-	(430)	-	-	66
Mondo Acqua	745	-	-	-	-	-	745
Omni Rinnovabili	-	4	-	-	-	-	4
Rimateria	-	-	-	-	-	-	-
SETA	12.268	-	-	179	-	-	12.447
Sienambiente	19.821	-	-	484	584	-	20.889
Sinergie Italiane	-	-	-	-	-	-	-
STU Reggiane	5.208	-	-	(32)	-	-	5.176
Tirana Acque	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE	203.230	4	(9.969)	6.043	1.967	(3.201)	198.074

L'incremento della partecipazione in Amter si riferisce all'acquisto del 51%, mentre la variazione area di consolidamento è relativa all'acquisizione del controllo e al conseguente consolidamento integrale della società.

L'incremento della partecipazione in Acquaenna si riferisce all'acquisto del 2,367%, mentre 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 2023 è riportato in allegato. Il dettaglio della composizione della voce è presentato nella tabella esposta nel seguito:

	31/12/2022	Variazione area di consolidamento	Incrementi	Ripristino di valore	migliaia di euro 30/06/2023
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
Altre	1.496	(60)	397	60	1.893
TOTALE	10.188	(60)	397	60	10.585

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 177.354 migliaia di euro (146.286 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) 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 (155.099 migliaia di euro al 30 giugno 2023, 125.344 migliaia di euro al 31 dicembre 2022);
- 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 (18.298 migliaia di euro al 30 giugno 2023, 17.809 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) 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 (3.957 migliaia di euro al 30 giugno 2023, 3.133 migliaia di euro al 31 dicembre 2022).

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.

	30/06/2023	31/12/2022
Attività non correnti derivanti da contratti con clienti	177.354	146.286
Attività correnti derivanti da contratti con clienti	194.850	198.590
Passività correnti derivanti da contratti con clienti	(21.452)	(39.209)
Totale	350.752	305.667

NOTA 8_CREDITI COMMERCIALI NON CORRENTI

I crediti, che risentono dell'effetto dell'attualizzazione, ammontano a 31.683 migliaia di euro (30.888 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) 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 (24.330 migliaia di euro al 30 giugno 2023, 23.641 migliaia di euro al 31 dicembre 2022). 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 159.129 migliaia di euro (169.057 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) 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	
	30/06/2023	31/12/2022
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	5.457	12.199
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	36.383	33.155
Crediti finanziari non correnti vs altri	36.814	36.824
Fair value contratti derivati quota non corrente	58.803	61.729
Titoli diversi dalle partecipazioni	73	73
Altre attività finanziarie	21.599	25.077
Totale	159.129	169.057

Crediti finanziari non correnti verso Collegate

Si riferiscono principalmente a crediti verso la società Acos per 5.417 migliaia di euro.

Al 31 dicembre 2022 erano inoltre presenti crediti verso la società Acquaenna (3.832 migliaia di euro) che, a partire dal mese di maggio 2023, è diventata controllata e quindi consolidata con il metodo integrale, e verso la società Sinit (2.909 migliaia di euro) che è stato incassato nel corso del primo semestre 2023.

Crediti finanziari non correnti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate, pari a 36.383 migliaia di euro (33.155 migliaia di euro al 31 dicembre 2022), 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 (822 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 (35.561 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 127.379 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	
	30/06/2023	31/12/2022
Crediti commerciali non correnti	24.330	23.641
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	19.041	1.875
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	24.736	15.252
Crediti commerciali per forniture di calore e altro	20.036	42
Fondo svalutazione crediti commerciali	(26)	(127)
Totale crediti commerciali correnti	63.787	17.042
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	822	876
Crediti finanziari per servizi in concessione quota non corrente	35.724	32.442
Fondo svalutazione crediti finanziari non correnti	(163)	(163)
Totale crediti finanziari non correnti	36.383	33.155
Crediti finanziari per interessi quota corrente	93	159
Crediti finanziari per servizi in concessione quota corrente	3.098	6.498
Fondo svalutazione crediti finanziari correnti	(312)	(458)
Totale crediti finanziari correnti	2.879	6.199
Totale	127.379	80.037

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;
- dei crediti relativi al versamento effettuato dal Gruppo derivante da un accordo commerciale con European Energy che prevede la possibilità di esercitare diritti a investire, lungo un periodo di esclusiva, in alcuni assets fotovoltaici in fase di sviluppo.

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.

Titoli diversi dalle partecipazioni

Ammontano a 73 migliaia di euro (non variati rispetto al 31 dicembre 2022) 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	
	30/06/2023	31/12/2022
Depositi cauzionali	5.567	5.144
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	53.432	57.113
Altre attività non correnti	22.944	22.538
Ratei e risconti attivi non correnti	3.324	4.121
Totale	85.267	88.917

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 352.335 migliaia di euro (340.866 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) 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	
	30/06/2023	31/12/2022
Magazzino gas	-	70.327
Materiali di consumo e ricambi	81.134	75.824
Fondo svalutazione magazzino	(7.014)	(6.792)
Valore netto	74.120	139.359

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 2023 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, al netto del fondo svalutazione pari 234 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2022), ammontano a 194.850 migliaia di euro (198.590 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) 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	
	30/06/2023	31/12/2022
Crediti commerciali verso clienti	1.319.378	1.647.582
Crediti commerciali verso joint ventures	119	139
Crediti commerciali verso collegate	29.339	25.649
Crediti commerciali verso soci parti correlate	78.519	30.136
Crediti commerciali verso altre parti correlate	4.700	5.639
Totale crediti commerciali lordi	1.432.055	1.709.145
Fondo svalutazione crediti	(318.158)	(299.710)
Totale	1.113.897	1.409.435

Si segnala che al 30 giugno 2023 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per complessive 63.641 migliaia di euro (114.323 migliaia di euro al 31 dicembre 2022).

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	890.924	(47.528)	5,3%
Scaduti da 0 a 3 mesi	174.297	(20.670)	11,9%
Scaduti da 3 a 12 mesi	151.747	(66.305)	43,7%
Scaduti oltre 12 mesi	215.087	(183.655)	85,4%
Totale	1.432.055	(318.158)	

Nei crediti non scaduti sono compresi crediti per fatture da emettere per 509.730 migliaia di euro (893.698 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) 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 esercizio.

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per fornitura di energia elettrica, gas, acqua, calore, di servizi ambientali e servizi diversi.

Crediti verso Joint venture

Si tratta di crediti che il Gruppo vanta verso le proprie joint ventures, consolidate con il metodo del patrimonio netto. Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate si riferiscono a rapporti di natura commerciale condotti a normali condizioni di mercato con gli enti territoriali proprietari qualificati come parte correlata (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino). Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

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, intrattenute a condizioni di mercato.

Nella tabella seguente vengono riportati i crediti commerciali lordi suddivisi per settore:

migliaia di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Totale
Non scaduti	194.498	256.075	206.260	233.480	611	890.924
Scaduti da 0 a 3 mesi	15.328	18.465	8.846	131.656	2	174.297
Scaduti da 3 a 12 mesi	21.122	14.333	5.168	111.086	38	151.747
Scaduti oltre 12 mesi	63.918	16.971	3.564	129.820	814	215.087
Totale Crediti Commerciali lordi	294.866	305.844	223.838	606.042	1.465	1.432.055

Escludendo le fatture da emettere, i crediti commerciali lordi per fatture emesse (922.325 migliaia di euro) sono riferiti a clienti retail per 531.098 migliaia di euro, a clienti business per 288.164 migliaia di euro e a clienti della Pubblica Amministrazione per 103.063 migliaia di euro.

Fondo svalutazione crediti commerciali

Il fondo svalutazione presenta la dinamica riportata nella tabella che segue:

migliaia di euro

	31/12/2022	Accantonamenti del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	30/06/2023
Fondo svalutazione crediti commerciali	299.710	36.796	(23.706)	5.358	318.158

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 a utilizzi.

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	(11.528)	(23.450)	(1.488)	(10.974)	(88)	(47.528)
Scaduti da 0 a 3 mesi	(3.432)	(1.485)	(543)	(15.208)	(2)	(20.670)
Scaduti da 3 a 12 mesi	(11.961)	(2.876)	(1.511)	(49.957)	-	(66.305)
Scaduti oltre 12 mesi	(60.168)	(16.971)	(3.564)	(102.138)	(814)	(183.655)
Totale Fondo Svalutazione Crediti Commerciali	(87.089)	(44.782)	(7.106)	(178.277)	(904)	(318.158)

NOTA 15_ATTIVITA' PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 4.470 migliaia di euro (38.263 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) 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	
	30/06/2023	31/12/2022
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	2.250	11.904
Credito verso Erario per IVA	57.183	41.502
Altri crediti di natura tributaria	239.477	137.218
Crediti tributari entro 12 mesi	298.910	190.624
Crediti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	39.092	63.844
Crediti per certificati verdi	13.223	17.692
Crediti per anticipi a fornitori	26.024	18.913
Altre attività correnti	70.652	112.290
Altre attività correnti	148.991	212.739
Ratei e risconti	48.637	35.552
Totale	496.538	438.915

Si segnala che al 30 giugno 2023 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per Titoli di Efficienza Energetica per 7.665 migliaia di euro. Al 31 dicembre 2022 erano state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito verso il GSE relativo a componenti tariffarie per 33.231 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 200.313 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.

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 2023, 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. , BSA s.r.l., Uniproject S.r.l., Manduriambiente Spa, Iren Ambiente Toscana S.p.A., TB S.p.A., Futura S.p.A., I Blu S.r.l., IAM Parma S.r.l., IAM 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..

La riduzione 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).

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	
	30/06/2023	31/12/2022
Crediti finanziari verso collegate	1.580	1.960
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	2.879	6.199
Crediti finanziari verso altri	138.869	65.794
Attività per strumenti derivati correnti	84.743	182.423
Totale	228.071	256.376

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 collegate

La voce si riferisce principalmente a finanziamenti verso BI Energia (1.029 migliaia di euro) e STU Reggiane (476 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 2.879 migliaia di euro (6.199 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 gran parte dell'importo è riferita a crediti verso istituti finanziari per la cessione dei crediti fiscali da ecobonus (72.336 migliaia di euro) e a 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 (35.807 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 crediti derivanti dalle cessioni di posizioni tributarie per Superbonus, 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	
	30/06/2023	31/12/2022
Depositi bancari e postali	209.775	788.334
Denaro e valori in cassa	257	68
Totale	210.032	788.402

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 (16.802 migliaia di euro al 31 dicembre 2022). La voce si riferisce:

- per 986 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2022) 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 2022) 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.

Al 31 dicembre 2022 era inoltre presente il valore della partecipazione in Romeo Gas (15.658 migliaia di euro) acquisita ad aprile del 2022 e ceduta a fine gennaio del 2023.

PASSIVO

NOTA 20_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	30/06/2023	31/12/2022
Capitale sociale	1.300.931	1.300.931
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	1.321.131	1.218.137
Risultato netto del periodo	142.932	226.017
Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti	2.764.994	2.745.085
Capitale e riserve attribuibili alle minoranze	408.924	402.140
Utile (perdita) attribuibile alle minoranze	15.120	43.929
Totale patrimonio netto consolidato	3.189.038	3.191.154

Capitale sociale

Il capitale sociale, invariato rispetto al 31 dicembre 2022, 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	
	30/06/2023	31/12/2022
Azioni proprie	(38.691)	(38.691)
Riserva sovrapprezzo azioni	133.019	133.019
Riserva legale	111.093	98.159
Riserva copertura flussi finanziari	83.297	62.642
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	1.032.413	963.008
Totale riserve	1.321.131	1.218.137

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 Eni 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 2023 sono variate principalmente per il riporto a nuovo degli utili dell'esercizio 2022 non distribuiti (71.945 migliaia di euro).

Dividendi

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Iren S.p.A. ha approvato in data 4 maggio 2023 il Bilancio d'Esercizio al 31 dicembre 2022 della Società e la Relazione sulla Gestione, e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,11 euro per azione ordinaria, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione. Il dividendo è

stato posto in pagamento a partire dal giorno 21 giugno 2023, contro stacco cedola il 19 giugno 2023. 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 141.138.330,52.

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 a 4.233.991 migliaia di euro (4.266.014 migliaia di euro al 31 dicembre 2022).

Obbligazioni

Ammontano a 3.018.610 migliaia di euro, con scadenza oltre 12 mesi (3.015.622 migliaia di euro al 31 dicembre 2022). La voce è interamente costituita da posizioni riferite ad emissioni di Public Bond, contabilizzate a costo ammortizzato, a fronte di un complessivo importo nominale in circolazione al 30 giugno 2023 di 3.050.000 migliaia di euro (3.050.000 al 31 dicembre 2022). Di seguito il dettaglio dei Public Bond con scadenza oltre 12 mesi:

- Bond scadenza novembre 2024, cedola 0,875%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 498.759 migliaia di euro);
- Green Bond scadenza ottobre 2027, cedola 1,5%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 495.420 migliaia di euro);
- Green Bond scadenza settembre 2025, cedola 1,95%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 497.824 migliaia di euro);
- Green Bond scadenza ottobre 2029, cedola 0,875%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 496.517 migliaia di euro);
- Bond scadenza luglio 2030, cedola 1%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 492.294 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 488.210 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 49.586 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 2022 è dovuta 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 ammonta a 1.153.045 migliaia di euro (1.183.111 migliaia di euro al 31 dicembre 2022). 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.	4,100% - 5,234%	
periodo di scadenza	2024-2026	2024-2038	
1.7.2024 – 30.6.2025	13	62.287	62.300
1.7.2025 – 30.6.2026	1	61.885	61.886
1.7.2026 – 30.6.2027		67.622	67.622
1.7.2027 – 30.6.2028		471.547	471.547
Successivi		489.690	489.690
Totale debiti oltre 12 mesi al 30/6/2023	14	1.153.031	1.153.045
Totale debiti oltre 12 mesi al 31/12/2022	6.016	1.177.095	1.183.111

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:

	31/12/2022					30/6/2023
	Totale debiti oltre 12 mesi	Incrementi	Variazione area consolidamento	Riduzioni	Variazione costo ammortizzato	Totale debiti oltre 12 mesi
- a tasso fisso	6.016	-	29	(6.033)	2	14
- a tasso variabile	1.177.095	5.000	26.767	(56.180)	349	1.153.031
TOTALE	1.183.111	5.000	26.796	(62.213)	351	1.153.045

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 30 giugno 2022 risulta in riduzione rispetto al 30 giugno 2023, per l'effetto combinato di:

- erogazione alla Capogruppo di una tranche di 5 milioni a valere su una linea disponibile con CEB - Council of Europe Development Bank;
- incremento per 26.796 migliaia di euro di finanziamenti a medio-lungo termine in capo a Società entrate nel perimetro di consolidamento del Gruppo, rimborsati anticipatamente nel corso del periodo;
- riduzione per 62.213 migliaia di euro per i rimborsi anticipati di cui sopra e per la classificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- aumento per 351 migliaia di euro per la contabilizzazione al costo ammortizzato dei finanziamenti.

Altre passività finanziarie

Ammontano a 62.336 migliaia di euro (67.281 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) e si riferiscono principalmente a:

- per 7.134 migliaia di euro (8.916 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) al *fair value* dei contratti derivati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile (per il commento si rinvia al paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo");
- per 47.111 migliaia di euro (49.738 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) a debiti per contratti di leasing;
- per 3.440 migliaia di euro (3.200 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) alla valutazione a 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 Nord Ovest Servizi S.p.A., pari al 25% del capitale sociale, detenuta in parte da SMAT e in parte da GTT, e della partecipazione di minoranza in Remat, pari all'11,58% del capitale sociale;
- per 4.651 migliaia di euro (5.427 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) a debiti finanziari minori verso altri, i cui importi più significativi si riferiscono a finanziamenti ad alcune società consolidate integralmente, ma di cui il Gruppo non detiene il 100% delle quote, erogati dal socio di minoranza.

NOTA 22_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso del primo semestre 2023 hanno avuto la seguente movimentazione:

	31/12/2022	Variazione area di consolidamento	Erogazioni del periodo	Obbligazioni maturate nel periodo	Oneri finanziari	migliaia di euro 30/06/2023
Trattamento di fine rapporto	80.769	1.981	(3.684)	399	813	80.278
Mensilità aggiuntive (premio anzianità)	3.041	-	(143)	55	25	2.978
Premio fedeltà	2.249	-	(67)	36	28	2.246
Agevolazioni tariffarie	3.237	-	(38)	13	21	3.233
Fondo premungas	1.652	-	(180)	(13)	32	1.491
Totale	90.948	1.981	(4.112)	490	919	90.226

La colonna “variazione area di consolidamento” si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del semestre relativi alle società Romeo 2, Amter, Acquaenna e Remat.

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 stata effettuata da attuari indipendenti in occasione della predisposizione del bilancio consolidato di fine anno 2022.

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	3,34%-3,77%
Tasso annuo di inflazione	2,30%
Tasso annuo incremento TFR	3,225%

NOTA 23_FONDI PER RISCHI ED ONERI

La voce ammonta a 397.954 migliaia di euro (404.781 migliaia di euro al 31 dicembre 2022). Il dettaglio è esposto nella seguente tabella e si riferisce sia alla quota corrente che alla quota non corrente:

	31/12/2022	Incrementi	Decrementi	(Proventi) oneri da attualizza- zione	Variazione area di consolida- mento	30/06/2023	Quota non corrente
Fondo ripristino beni di terzi	180.546	3.362	(302)	(147)	-	183.459	183.459
Fondi post mortem	74.342	329	(2.423)	(2.721)	-	69.527	63.104
Fondo smantellamento e bonifica area	50.042	-	(51)	(807)	-	49.184	49.180
Fondo oneri esodo personale	4.428	-	(465)	-	-	3.963	1.299
Obbligo annullamento ETS	152.904	123.185	(152.904)	-	-	123.185	-
Altri fondi per rischi ed oneri	150.045	41.040	(15.791)	-	1.074	176.368	100.912
Totale	612.307	167.916	(171.936)	(3.675)	1.074	605.686	397.954

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 3,52%.

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del semestre relativi alle società Amter e Acquaenna.

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, che per effetto delle operazioni di scissione effettuate nel 2005 dalle tre società AGAC, Tesa e AMPS (poi confluite nella ex Enia) sono stati conferiti nei bilanci di tre società patrimoniali di proprietà interamente pubblica, 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 in particolare agli utilizzi a fronte di costi sostenuti nella fase di post-esercizio fino alla completa mineralizzazione del rifiuto, nonché alla riconversione a "verde" 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 del Gruppo nonché la stima degli oneri da sostenere in relazione alla futura bonifica dei terreni relativi all'area ex-AMNU a Parma, su cui era presente un forno inceneritore.

Fondo oneri esodo personale

Il fondo si riferisce agli oneri legati all'esodo di una parte del personale dipendente e trae origine dalle risultanze di accordi fra il Gruppo Iren e le Organizzazioni Sindacali 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, colmando in parte il ritardo nella cessazione del rapporto di lavoro venutosi a determinare dopo la riforma del sistema previdenziale.

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 relativi ai diritti ancora da acquistare per l'obbligo del periodo.

Altri fondi per rischi e oneri

L'ammontare del fondo si riferisce principalmente ai rischi probabili di maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti attualmente già completati o ancora da ultimare, alla stima dell'IMU/ICI da versare sul valore degli impianti delle centrali calcolata come previsto dall'articolo 1-quinquies del Decreto legge n. 44 del 31 marzo 2005, alla stima degli oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione, agli oneri per compensazioni ambientali, a rischi di natura regolatoria e a probabili oneri inerenti contenziosi vari.

Nel corso del primo semestre 2023 sono stati effettuati rilasci di fondi per 4.863 migliaia di euro, relativi principalmente a pendenze con enti che si sono risolte e per le quali quindi non sussiste più la necessità di mantenere in essere i correlati accantonamenti.

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 149.423 migliaia di euro (142.221 migliaia di euro al 31 dicembre 2022), 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:

	migliaia di euro	
	30/06/2023	31/12/2022
Debiti oltre 12 mesi	65.027	63.454
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	484.619	438.344
Ratei e risconti passivi non correnti	3.810	3.333
Totale	553.456	505.131

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 199.971 migliaia di euro e alla componente Fo.N.I. (Fondo Nuovi Investimenti), per un importo pari a 58.090 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 8.643 e 3.257 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:

	30/06/2023	31/12/2022
Debiti verso istituti di credito	168.281	65.346
Debiti finanziari verso società collegate	1.117	2.192
Debiti finanziari verso soci parti correlate	14.750	7.548
Debiti finanziari verso altre parti correlate	6	4
Debiti finanziari per leasing	14.745	15.007
Debiti finanziari verso altri	18.576	16.523
Passività per strumenti derivati correnti	66.010	187.955
Totale	283.485	294.575

migliaia di euro

Obbligazioni

Al 30 giugno 2023 non si rilevano prestiti obbligazionari in scadenza entro 12 mesi.

Debiti finanziari verso istituti di credito

I debiti verso istituti di credito a breve termine sono così suddivisi:

	30/06/2023	31/12/2022
Mutui – quota a breve	54.226	50.092
Altri debiti verso banche a breve	91.759	728
Ratei e risconti passivi finanziari	22.296	14.526
Totale	168.281	65.346

migliaia di euro

Gli altri debiti verso banche a breve accolgono finanziamenti erogati per 90.000 migliaia di euro da Credem, Credit Agricole (a vista) e Banca Passadore (a scadenza).

Debiti finanziari verso collegate

Si riferiscono principalmente ai debiti verso la società Arienes per 1.117 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 18.576 migliaia di euro (16.523 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) 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, detenuta da Idealservice Soc Coop, a debiti verso factor (7.483 migliaia di euro) e al debito per i dividendi deliberati, ma non ancora liquidati al 30 giugno 2023, per 3.414 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	
	30/06/2023	31/12/2022
Debiti verso fornitori	1.288.257	2.101.840
Debiti commerciali verso joint venture	(2)	(2)
Debiti commerciali verso collegate	10.154	26.368
Debiti commerciali verso soci parti correlate	12.151	7.330
Debiti commerciali verso altre parti correlate	5.146	4.637
Acconti esigibili entro 12 mesi	102.519	133.711
Depositi cauzionali entro 12 mesi	4.993	5.506
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	10	10
Totale	1.423.228	2.279.400

NOTA 28_PASSIVITA' DERIVANTI DA CONTRATTI CON I CLIENTI

La voce ammonta a 21.452 migliaia di euro (39.209 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) ed è riferita alle somme versate dai clienti a titolo di acconto 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	
	30/06/2023	31/12/2022
Debito per IVA	2.632	2.650
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	14.027	1.559
Debiti per IRPEF	1.238	1.734
Altri debiti tributari	35.156	33.397
Debiti tributari entro 12 mesi	53.053	39.340
Debiti verso dipendenti	67.944	62.427
Debiti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	49.597	9.963
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	31.061	31.269
Altre passività correnti	124.605	92.563
Altri debiti entro 12 mesi	273.207	196.222
Ratei e Risconti passivi	25.898	25.569
Totale	352.158	261.131

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 legata 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 e ai debiti nei confronti dei clienti per i lavori fatturati, ma non ancora eseguiti relativi all'efficienza energetica degli edifici.

NOTA 30_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La voce "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 60.710 migliaia di euro (34.969 migliaia di euro al 31 dicembre 2022), è composta da debiti IRES e IRAP che includono la stima delle imposte del semestre corrente.

NOTA 31_FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 207.732 migliaia di euro (207.526 migliaia di euro al 31 dicembre 2022) e si riferisce alla quota a breve dei fondi, così suddivisa:

- fondo oneri relativi all'obbligo di annullamento delle quote di emissione per 123.185 migliaia di euro;
- fondo oneri per compensazioni ambientali per 9.935 migliaia di euro;
- fondo oneri esodo personale per 2.664 migliaia di euro;
- fondo smantellamento e bonifica aree e fondi post-mortem per 6.428 migliaia di euro;
- altri fondi rischi per 65.520 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 2023 e al 31 dicembre 2022.

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	
	30/06/2023	31/12/2022
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(159.129)	(169.057)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	4.233.991	4.266.014
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	4.074.862	4.096.957
Attività finanziarie a breve termine	(438.103)	(1.044.778)
Indebitamento finanziario a breve termine	283.485	294.575
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(154.618)	(750.203)
Indebitamento finanziario netto	3.920.244	3.346.754

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 36.545 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino e per 5.457 migliaia di euro a crediti verso società collegate.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 3.191 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino e per 4.472 migliaia di euro a crediti verso società collegate.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 14.750 migliaia di euro a debiti verso i soci parti correlate (per dividendi), per 1.117 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	
	30/06/2023	31/12/2022
A. Disponibilità liquide	(210.032)	(788.402)
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	-	(2.476)
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(210.032)	(790.878)
E. Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	214.514	229.476
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	68.971	65.099
G. Indebitamento finanziario corrente (E + F)	283.485	294.575
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G - D)	73.453	(496.303)
I. Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	1.215.381	1.250.392
J. Strumenti di debito	3.018.610	3.015.622
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
L. Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)	4.233.991	4.266.014
M. Totale indebitamento finanziario (H + L)	4.307.444	3.769.711

Tra gli allegati del bilancio consolidato semestrale abbreviato 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 31.12.2022	4.560.589
Variazioni monetarie come riportato nel rendiconto finanziario	
Sottoscrizione di finanziamenti a medio lungo termine	5.000
Rimborso di finanziamenti a medio lungo termine	(58.080)
Rimborso debiti finanziari per leasing	(8.509)
Variazione altri debiti finanziari	87.697
Interessi pagati	(35.212)
Dividendi pagati	(176.300)
Variazioni non monetarie	
Passività acquisite a seguito di variazione area di consolidamento	27.295
Nuovi contratti di leasing finanziari	5.302
Variazione di fair value strumenti derivati	(123.727)
Interessi e altri oneri finanziari di competenza	50.023
Dividendi deliberati	183.398
Passività finanziari correnti e non correnti 30.06.2023	4.517.476

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° febbraio 2023 accoglie le grandezze economiche della società Romeo 2, a partire dal 1° aprile 2023 quelle di Amter, mentre a partire dal 1° giugno 2023 quelle di Acquaenna; i risultati economici del primo semestre 2023 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:

- Gruppo Iren Green Generation, Valdarno Ambiente, C.R.C.M., Alegas, Dogliani Energia e Valle Dora Energia, tutte acquisite nel corso del primo semestre 2022;
- Società dell'Acqua Potabile (SAP), SEI Toscana, Ekovision, Valdisieve, Mara Solar, Limes 1, Limes 2 e Omnia Power, tutte acquisite nel secondo semestre 2022.

RICAVI

NOTA 33_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 3.103.488 migliaia di euro (3.650.475 migliaia di euro nel primo semestre 2022) e viene dettagliata nella seguente tabella.

	migliaia di euro	
	I Semestre 2023	I Semestre 2022
Ricavi energia elettrica	1.233.364	1.858.213
Ricavi calore	148.878	252.487
Ricavi gas	538.611	552.860
Ricavi servizio idrico integrato	242.371	232.009
Ricavi raccolta e smaltimento rifiuti	463.364	363.751
Ricavi per servizi di costruzione di beni in concessione	87.281	92.387
Ricavi per altri servizi	389.619	298.768
Totale	3.103.488	3.650.475

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	458.269	550.805	1.500.393	2.084.323	11.692	(1.501.994)	3.103.488
Altri ricavi	85.025	43.671	99.666	42.960	2.788	(163.211)	110.899
Totale	543.294	594.476	1.600.059	2.127.283	14.480	(1.665.205)	3.214.387

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	69.397	33.699	1.059.921	821.892	-	(751.545)	1.233.364
Ricavi teleriscaldamento	-	9.586	158.768	(3)	-	(19.473)	148.878
Ricavi gas	58.974	2.232	-	1.190.434	-	(713.029)	538.611
Ricavi servizio idrico integrato	241.245	2.227	-	-	-	(1.101)	242.371
Ricavi igiene ambientale	7	468.570	-	-	-	(5.213)	463.364
Ricavi servizi di costruzione di beni in concessione - IFRIC 12	85.550	1.419	312	-	-	-	87.281
Ricavi altri servizi	3.096	33.072	281.392	72.000	11.692	(11.633)	389.619
Totale Ricavi per beni e servizi	458.269	550.805	1.500.393	2.084.323	11.692	(1.501.994)	3.103.488

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).

Altri ricavi

I ricavi ricompresi in tale voce fanno riferimento in particolare:

- ai prodotti/servizi collaterali alla vendita di *commodities* (il c.d. *new downstream*), distintamente individuati, che riguardano obbligazioni di fare adempite puntualmente all'atto del trasferimento del prodotto/servizio al cliente;
- 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 adempite 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.

NOTA 34_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi ammontano complessivamente a 110.899 migliaia di euro (61.138 migliaia di euro nel primo semestre 2022) 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 2023	I semestre 2022
Contributi c/impianto	6.852	6.930
Contributi allacciamento	5.628	5.388
Altri contributi	40.902	5.824
Totale	53.382	18.142

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.

L'incremento della voce "Altri contributi" è in gran parte riferibile alle misure normative introdotte 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 è pari a 38.985 migliaia di euro.

Ricavi titoli energetici

	migliaia di euro	
	I semestre 2023	I semestre 2022
Ricavo incentivo ex-Certificati Verdi	25.541	7.553
Ricavi Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	905	12.030
Ricavi Quote di emissione CO ₂	9.396	-
Totale	35.842	19.583

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	I semestre 2023	I semestre 2022
Ricavi da contratti di servizio	595	1.135
Ricavi da affitti attivi e noleggi	1.019	818
Plusvalenze da alienazione di beni	1.610	151
Recuperi assicurativi	2.923	2.608
Rimborsi diversi	3.844	4.633
Altri ricavi e proventi	11.684	14.068
Totale	21.675	23.413

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 2023	I semestre 2022
Acquisto energia elettrica	279.444	573.955
Acquisto gas	911.328	1.449.480
Acquisto calore	325	426
Acquisto altri combustibili	94	78
Acquisto acqua	2.505	2.125
Altre materie prime e materiali magazzino	123.581	69.311
Emission trading	143.684	111.252
Certificati Bianchi	9.093	6.117
Variazione delle rimanenze	65.876	(77.896)
Totale	1.535.930	2.134.848

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci diminuiscono di 598.918 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 subisce un incremento 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 738.219 migliaia di euro (711.063 migliaia di euro nel primo semestre 2022) e sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2023	I semestre 2022
Trasporto energia elettrica e oneri sistema elettrico	203.828	197.070
Vettoriamento gas	(73.220)	22.400
Lavori di terzi, manutenzioni e prestazioni industriali	280.297	230.655
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	165.251	120.638
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	7.218	6.540
Consulenze tecniche, amministrative, commerciali e spese pubblicitarie	46.928	48.491
Spese legali e notarili	1.861	1.685
Assicurazioni	12.569	11.991
Spese bancarie	6.044	4.747
Spese telefoniche	3.324	2.950
Spese per informatica	26.573	24.877
Servizi di lettura e bollettazione	7.848	5.311
Compensi Collegio Sindacale	723	562
Altri costi per servizi	48.975	33.146
Totale costi per servizi	738.219	711.063

I costi per lavori di terzi riguardano principalmente costi per esercizio e manutenzione di impianti e reti.

I costi per vettoriamento gas risultano 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 18.439 migliaia di euro (17.576 migliaia di euro nel primo semestre 2022). 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 51.446 migliaia di euro (49.246 migliaia di euro nel primo semestre 2022) e sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2023	I semestre 2022
Spese generali	11.028	10.377
Canoni e sovraccanoni di derivazione	20.878	12.934
Imposte e tasse	12.833	12.479
Minusvalenze da alienazione di beni	390	206
Altri oneri diversi di gestione	6.317	13.250
Totale	51.446	49.246

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 28.666 migliaia di euro (21.649 migliaia di euro nel primo semestre 2022) e riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse e fattori produttivi interni.

	migliaia di euro	
	I semestre 2023	I semestre 2022
Manodopera capitalizzata	(21.123)	(16.054)
Materiali di magazzino capitalizzati	(7.543)	(5.595)
Totale	(28.666)	(21.649)

NOTA 39_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale si attestano a 292.561 migliaia di euro (257.798 migliaia di euro nel primo semestre 2022) e sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	I semestre 2023	I semestre 2022
Retribuzioni lorde	208.901	185.171
Oneri sociali	63.618	56.010
TFR	399	481
Altri benefici a lungo termine dipendenti	91	80
Altri costi per il personale	18.374	15.138
Compensi amministratori	1.178	918
Totale	292.561	257.798

Si segnala che, come riportato in nota 38, sono stati capitalizzati 21.123 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.

	I semestre 2023	Esercizio 2022	Media del periodo
Dirigenti	116	117	117
Quadri	388	372	380
Impiegati	4.562	4.474	4.516
Operai	5.831	5.620	5.686
Totale	10.897	10.583	10.699

Le principali variazioni dell'organico rispetto al 31 dicembre 2022 sono riconducibili:

- all'avvio/conclusione di servizi svolti in appalto da San Germano (BU Ambiente);
- alla prosecuzione del piano di ricambio generazionale, con un consistente numero di assunzioni dal mercato del lavoro;
- al consolidamento, a maggio 2023, da parte di IRETI di Acquaenna, per complessive 103 risorse.

NOTA 40_ AMMORTAMENTI

Gli ammortamenti del periodo ammontano a 286.848 migliaia di euro (252.874 migliaia di euro nel primo semestre 2022).

	I semestre 2023	I semestre 2022
Attività materiali e investimenti immobiliari	172.168	149.553
Attività immateriali	114.680	103.321
Totale	286.848	252.874

migliaia di euro

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 71.335 migliaia di euro (28.230 migliaia di euro nel primo semestre 2022) ed è dettagliata nella tabella seguente.

	I semestre 2023	I semestre 2022
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	35.819	35.644
Accantonamenti a fondi rischi e ripristino beni di terzi	39.786	5.968
Rilascio fondi	(4.270)	(14.270)
Svalutazioni	-	888
Totale altri accantonamenti netti e svalutazioni	35.516	(7.414)
Totale	71.335	28.230

migliaia di euro

L'accantonamento netto a fondo svalutazione crediti riguarda crediti commerciali e attività derivanti da contratti con i clienti non correnti.

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 e ripristino beni di terzi è riferibile alla valutazione di rischi di passività in ambito elettrico ed idrico, oltre che ad onerosità probabili nel settore ambiente, mentre i rilasci fondi del periodo si riferiscono alla revisione di stime di oneri accantonati in precedenti esercizi.

La voce accantonamento a fondi rischi e ripristino beni di terzi include 33.648 migliaia di euro in applicazione del DL Sostegni Ter Art 15 di cui 13.648 migliaia di euro riferiti all’esercizio 2022 e 20.000 migliaia di euro come miglior stima ad oggi disponibile e riferita al primo semestre 2023. Relativamente al primo semestre 2023 si segnala la sentenza del TAR Lombardia (giugno 2023) che ha rinviato alla Corte UE la pregiudizialità del DL Sostegni Ter vs Regolamento UE n. 2022/1854.

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 14.001 migliaia di euro (5.764 migliaia di euro nel primo semestre 2022). Il dettaglio è riportato nella tabella seguente:

	I semestre 2023	I semestre 2022
Dividendi	118	-
Interessi attivi verso banche	3.500	110
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	394	497
Interessi attivi da clienti	3.236	2.262
Plusvalenza da cessione di attività finanziarie	519	-
Altri proventi finanziari	6.234	2.895
Totale	14.001	5.764

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 (68 migliaia di euro) e a interessi su finanziamenti concessi a società collegate (96 migliaia di euro).

Gli altri proventi finanziari sono costituiti principalmente da proventi per l’attualizzazione dei fondi.

Oneri finanziari

La voce ammonta a 54.413 migliaia di euro (37.465 migliaia di euro nel primo semestre 2022). Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	I semestre 2023	I semestre 2022
Interessi passivi su mutui	21.918	1.226
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	19.910	24.352
Effetto copertura contratti derivati su tassi	(7.216)	1.367
Interessi passivi su c/c bancari	3.574	222
Interessi passivi verso altri	3.625	620
Oneri finanziari capitalizzati	(223)	(1.458)
Oneri da fair value contratti derivati	249	-
Interest cost - Benefici ai dipendenti	919	147
Oneri finanziari su passività per leasing	710	254
Altri oneri finanziari	10.947	10.735
Totale	54.413	37.465

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_RETTFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

La voce è positiva per 4.110 migliaia di euro (positiva per 5.046 migliaia di euro nel primo semestre 2022) e si riferisce principalmente alla rideterminazione al *fair value*, alla data di acquisizione del controllo, dell'interessenza di minoranza relativi alle aggregazioni aziendali di Amter (1.586 migliaia di euro) e Acquaenna (2.463 migliaia di euro).

Nel primo semestre 2022 si riferiva alla rideterminazione al *fair value*, alla data di acquisizione del controllo, dell'interessenza di minoranza e l'utile derivante dall'acquisto a prezzi favorevoli relativi all'aggregazioni aziendale di Valle Dora Energia (+5.078 migliaia di euro) e alla svalutazione di partecipazioni minori (-32 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 1.993 migliaia di euro (positivo per 5.625 migliaia di euro nel primo semestre 2022). 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 55.914 migliaia di euro e accoglie la stima delle imposte sul reddito del primo semestre 2023, mentre nel periodo comparativo era pari a 104.062 migliaia di euro e accoglieva la stima delle imposte sul reddito del primo semestre 2022 per 73.583 migliaia di euro e il c.d. "Contributo di Solidarietà" per 30.479 migliaia di euro.

La stima delle imposte sul reddito del primo semestre 2023 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 2023 è pari al 26,1% e beneficia 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 2022.

La voce imposte non ricorrenti del primo semestre 2022 accoglieva quanto disciplinato dal DL 21/2022 (art. 37), che aveva previsto per l'anno 2022 un prelievo quale contributo straordinario contro il caro bollette (c.d. "Contributo di solidarietà").

NOTA 46_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE

Non è presente sia nel primo semestre 2023 che nel periodo comparativo.

NOTA 47_UTILE (PERDITA) DEL PERIODO ATTRIBUIBILE ALLE MINORANZE

L'utile di terzi, pari a 15.120 migliaia di euro (19.298 migliaia di euro nel primo semestre 2022), 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 2023 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 2023	I semestre 2022
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	142.932	137.237
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 20.098 migliaia di euro (negative per 5.662 migliaia di euro nel primo semestre 2022) 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 24.529 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, positiva per 2.756 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, negativa per 374 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 6.813 migliaia di euro.

XI. GARANZIE E PASSIVITÀ POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano fideiussioni ed altre garanzie per impegni propri per 1.009.841 migliaia di euro (1.113.185 migliaia di euro al 31 dicembre 2022). Le voci più significative si riferiscono a fideiussioni ed impegni a favore di:

- Agenzia delle Entrate per 132.565 migliaia di euro a fronte della richiesta di rimborso del credito IVA;
- GME per 132.528 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato energetico;
- Shell Energy Europe per 85.000 migliaia di euro a garanzia del contratto di fornitura gas;
- ARPAE per 75.790 migliaia di euro a fronte del conferimento rifiuti e della gestione operativa e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
- ATERSIR per 62.877 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 58.227 migliaia di euro a fronte del conferimento rifiuti e della gestione post-mortem degli impianti soggetti ad A.I.A.;
- ATO-R per 44.335 migliaia di euro come garanzie definitive per la procedura di acquisizione di AMIAT/TRM;
- Ministero dell' Ambiente per 36.755 migliaia di euro per autorizzazioni diverse;
- CONSIP per 33.864 migliaia di euro principalmente per contratti fornitura di energia elettrica;
- Comune Città di Torino per 31.843 migliaia di euro, a titolo di garanzie definitive per la procedura di acquisizione di AMIAT/TRM;
- SNAM Rete Gas per 27.670 migliaia di euro, a garanzia dei contratti dispacciamento gas e codici di rete;
- Provincia di La Spezia per 22.081 migliaia di euro, per conferimento rifiuti e gestione impianti;
- Agenzie delle Dogane per 19.096 migliaia di euro, a garanzia del regolare versamento dell'imposta erariale e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
- Regione Piemonte per 15.596 migliaia di euro, a garanzia di project financing per l'affidamento in concessione di grandi impianti derivazione acque a scopo idroelettrico;
- Regione Toscana per 15.297 migliaia di euro, a garanzia di autorizzazioni discariche ed impianti;
- Regione Calabria 14.644 migliaia di euro, per proposta project financing termovalorizzatore Gioia Tauro;
- Regione Puglia per 12.444 migliaia di euro, a garanzia di autorizzazioni discariche ed impianti;
- Aisa Impianti per 7.800 migliaia di euro, a garanzia del contratto di conferimento presso gli impianti;
- Terna per 7.236 migliaia di euro, a garanzia dei contratti di dispacciamento in immissione ed in prelievo ed a garanzia della convenzione per il servizio di trasporto energia elettrica;
- Consorzio di Bacino Basso Novarese per 6.989 migliaia di euro, a garanzia dell'affidamento della raccolta e smaltimento rifiuti urbani;
- Provincia di Savona per 6.912 migliaia di euro, a garanzia della gestione impianti.

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 162.478 milioni di euro;
- contratti di acquisto gas metano a prezzo indicizzato, per un quantitativo previsionale di 2.267 milioni di metri cubi;
- contratti di acquisto energia elettrica, per un controvalore di 48.408 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). Nel mese di aprile 2023, il CTU ha depositato una perizia con la quale ha riconosciuto che le prestazioni sono state fatturate dall'ATI in conformità alle previsioni contrattuali; il Giudice ha riservato la decisione;

- 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; a seguito di nomina del CTU da parte del Giudice, 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 luglio 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 2022 rideterminato e il conto economico (fino al risultato operativo) del corrente anno per settore di attività, raffrontato ai dati del primo semestre 2022 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 2023

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.488	1.497	2.247	355	30	217	7.834
Capitale circolante netto	28	-39	289	(62)	9	-	225
Altre attività e passività non correnti	(657)	(157)	(171)	32	3	-	(950)
Capitale investito netto (CIN)	2.859	1.301	2.365	325	42	217	7.109
Patrimonio netto							3.189
Posizione Finanziaria netta							3.920
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							7.109

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2022

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.323	1.475	2.270	337	28	222	7.655
Capitale circolante netto	(42)	(200)	150	(138)	6	-	(224)
Altre attività e passività non correnti	(604)	(172)	(186)	53	-	16	(893)
Capitale investito netto (CIN)	2.677	1.103	2.234	252	34	238	6.538
Patrimonio netto							3.191
Posizione Finanziaria netta							3.347
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							6.538

Conto Economico per settori di attività Primo Semestre 2023

	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	0	-	248

Conto Economico per settori di attività Primo Semestre 2022 rideterminato

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	528	486	2.139	2.635	14	(2.090)	3.712
Totale costi operativi	(330)	(360)	(1.932)	(2.605)	(12)	2.090	(3.149)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	198	126	207	30	2	-	563
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(99)	(63)	(64)	(55)	(1)	-	(281)
Risultato operativo (EBIT)	99	63	143	(25)	1	-	282

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	100,00	Iren
Iren Energia S.p.A.	Torino	Euro	918.767.148	100,00	Iren
Iren Mercato S.p.A.	Genova	Euro	61.356.220	100,00	Iren
Ireti S.p.A.	Genova	Euro	196.832.103	100,00	Iren
Ireti Gas S.p.A.	Parma	Euro	120.000	100,00	Ireti
Acam Acque S.p.A.	La Spezia	Euro	24.260.050	100,00	Ireti
Acam Ambiente S.p.A.	La Spezia	Euro	1.000.000	100,00	Iren Ambiente
Acquaenna S.c.p.a.	Enna	Euro	3.000.000	50,87	Ireti
Alfa Solutions S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	100.000	86,00	Iren Smart Solutions
Alegas S.r.l.	Alessandria	Euro	200.000	98,00	Iren Mercato
AMIAT S.p.A.	Torino	Euro	46.326.462	80,00	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	51,00	Ireti
				49,00	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	62,00	Iren Energia
Atena Trading S.r.l.	Vercelli	Euro	556.000	100,00	Minerva S.r.l.
Bonifica Autocisterne S.r.l.	Piacenza	Euro	595.000	51,00	Iren Ambiente
Bonifiche Servizi Ambientali S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	3.000.000	100,00	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	76,06	Valdarno Ambiente
Dogliani Energia S.r.l.	Cuneo	Euro	10.000	100,00	Iren Energia
Ekovision S.r.l.	Prato	Euro	1.485.000	100,00	SEI Toscana
Formaira S.r.l.	San Damiano Macra (CN)	Euro	40.000	100,00	Maira
Futura S.p.A.	Grosseto	Euro	3.660.955	40,00	Iren Ambiente Toscana
				40,00	Iren Ambiente
				20,00	Sei Toscana
I. Blu S.r.l.	Pasian di Prato (UD)	Euro	9.001.000	80,00	Iren Ambiente
Iren Acqua S.p.A.	Genova	Euro	19.203.420	60,00	Ireti
Iren Acqua Tigullio S.p.A.	Chiavari (GE)	Euro	979.000	66,55	Iren Acqua
Iren Ambiente Parma S.r.l.	Parma	Euro	4.000.000	100,00	Iren Ambiente
Iren Ambiente Piacenza S.r.l.	Piacenza	Euro	4.000.000	100,00	Iren Ambiente
Iren Ambiente Toscana S.p.A.	Firenze	Euro	5.000.000	100,00	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	60,00	Iren Energia
				20,00	Iren Ambiente
				20,00	Iren Mercato
LAB 231 S.r.l.	Parma	Euro	10.000	100,00	Alfa Solutions
Limes 1 S.r.l.	Torino	Euro	20.408	51,00	Iren Green Generation
Limes 2 S.r.l.	Torino	Euro	20.408	51,00	Iren Green Generation
Limes 20 S.r.l.	Torino	Euro	10.000	100,00	Iren Green Generation
Maira S.p.A.	San Damiano Macra (CN)	Euro	596.442	82,00	Iren Energia
Manduriambiente S.p.A.	Manduria (TA)	Euro	4.111.820	95,28	Iren Ambiente
Mara Solar S.r.l.	Torino	Euro	10.000	100,00	Iren Green Generation
Minerva S.r.l.	Vercelli	Euro	10.000	59,97	Iren Mercato
Nord Ovest Servizi S.p.A.	Torino	Euro	7.800.000	45,00	Ireti
				30,00	Amiat
Iren Green Generation S.r.l.	Torino	Euro	10.000	100,00	Iren Energia
Iren Green Generation Tech S.r.l.	Torino	Euro	80.200	100,00	Iren Green Generation
Omnia Power S.r.l.	Torino	Euro	10.000	100,00	Iren Green Generation

ReCos S.p.A.	La Spezia	Euro	1.000.000	99,51	Iren Ambiente
Re Mat S.r.l.	Torino	Euro	180.000	88,43	Iren Ambiente
Rigenera Materiali S.r.l.	Genova	Euro	3.000.000	100,00	Iren Ambiente
Romeo 2 S.r.l.	Parma	Euro	10.000	100,00	Ireti Gas
Salerno Energia Vendite S.p.A.	Salerno	Euro	3.312.060	50,00	Iren Mercato
San Germano S.p.A.	Torino	Euro	1.425.000	100,00	Iren Ambiente
Scarlino Energia S.p.A.	Scarlino (GR)	Euro	1.000.000	100,00	Iren Ambiente
SEI Toscana S.r.l.	Siena	Euro	45.388.913	41,78	Toscana
				16,37	Iren Ambiente
				0,20	Toscana
					Valdarno Ambiente
TB S.p.A.	Firenze	Euro	2.220.000	100,00	CRCM
Territorio e Risorse S.r.l.	Torino	Euro	2.510.000	65,00	Valdarno Ambiente
				35,00	Iren Ambiente
					ASM Vercelli
TRM S.p.A.	Torino	Euro	86.794.220	80,00	Iren Ambiente
Uniproject S.r.l.	Maltignano (AP)	Euro	91.800	100,00	Iren Ambiente
Valdarno Ambiente S.r.l.	Terranuova		22.953.770	56,016	Iren Ambiente
	Bracciolini (AR)				Toscana
Valdisieve S.c.a.r.l.	Firenze	Euro	1.400.000	70,96	Sei Toscana
				0,96	Iren Ambiente
					Toscana
Valle Dora Energia S.r.l.	Torino	Euro	537.582	74,50	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

ELENCO DELLE IMPRESE COLLEGATE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
A2A Alfa S.r.l. (1)	Milano	Euro	100.000	30,00	Iren Mercato
Acos S.p.A.	Novi Ligure	Euro	17.075.864	25,00	Ireti
Acos Energia S.p.A.	Novi Ligure	Euro	150.000	25,00	Iren Mercato
Aguas de San Pedro S.A. de C.V.	S. Pedro (Honduras)	Sula Lempiras	159.900	39,34	Ireti
Aiga S.p.A. (1)	Ventimiglia	Euro	104.000	49,00	Ireti
Amat S.p.A. (1)	Imperia	Euro	5.435.372	48,00	Ireti
Arienes S.c.a.r.l.	Reggio Emilia	Euro	50.000	42,00	Iren Smart Solutions
ASA S.p.A.	Livorno	Euro	28.613.406	40,00	Ireti
Asa S.c.p.a.	Castel Maggiore (BO)	Euro	1.820.000	49,00	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	45,00	Nord Ovest Servizi
Barricalla S.p.A.	Torino	Euro	2.066.000	35,00	Iren Ambiente
BI Energia S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	47,50	Iren Energia
Centro Corsi S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	12.000	33,00	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	49,00	Ireti
Fata Morgana S.p.A. (2)	Reggio Calabria	Euro	2.225.694	25,00	Ireti
Fin Gas S.r.l.	Milano	Euro	10.000	50,00	Iren Mercato
Fratello Sole Energie Solidali Impresa Sociale S.r.l.	Genova	Euro	350.000	40,00	Iren Energia
G.A.I.A. S.p.A.	Asti	Euro	5.539.700	45,00	Iren Ambiente
Global Service Parma S.c.a.r.l. (1)	Parma	Euro	20.000	30,00	Ireti
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara (RE)	Euro	100.000	40,00	Iren Ambiente
Mondo Acqua S.p.A.	Mondovì (CN)	Euro	1.100.000	38,50	Ireti
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	25,00	Ireti
Rimateria S.p.A. (3)	Piombino (LI)	Euro	4.589.273	30,00	Iren Ambiente
Seta S.p.A.	Torino	Euro	12.378.237	48,85	Iren Ambiente
Sienambiente S.p.A.	Siena	Euro	2.866.575	40,00	Iren Ambiente Toscana
Sinergie Italiane S.r.l. (1)	Milano	Euro	1.000.000	30,94	Iren Mercato
STU Reggiane S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	13.020.080	30,00	Iren Smart Solutions
Tirana Acque S.c. a r.l. (1)	Genova	Euro	95.000	50,00	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	3,00	Iren Ambiente Toscana
AISA Impianti S.p.A.	Arezzo	Euro	6.650.000	3,00	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	0,10	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	17,90	Amiat
Consorzio CIM 4.0 s.c.a.r.l.	Torino	Euro	232.000	4,30	Iren
CCC-Consorzio Cooperative Costruzioni	Bologna	Euro	15.637.899	0,06	Bonifiche Servizi Ambientali
Consorzio Topix	Torino	Euro	1.600.000	0,30	Iren Energia
Enerbrain S.r.l.	Torino	Euro	28.181	10,00	Iren Smart Solutions
Environment Park S.p.A.	Torino	Euro	11.406.780	3,39	Iren Energia
Genera S.c.a.r.l.	Ascoli Piceno	Euro	1.390.361	1,00	Uniproject
L.E.A.P. S.c. a r.l.	Piacenza	Euro	155.000	8,30	Iren Ambiente
Parma Servizi Integrati S.c. a r.l.	Parma	Euro	20.000	11,00	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	2,00	Iren Mercato
Tech4Planet	Roma	Euro	70.808	11,03	Iren S.p.A.
T.I.C.A.S.S. S.c. a r.l.	Genova	Euro	136.000	2,94	Ireti

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	Credit Commerciali	Credit Finanziari	Credit di altra natura	Debit Commerciali	Debit Finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	639	-	770	7.429	-
Comune Parma	8.477	-	413	759	-
Comune Piacenza	2.174	-	-	700	-
Comune Reggio Emilia	3.401	-	540	815	-
Comune Torino	88.143	39.737	107	2.187	14.750
Finanziaria Sviluppo Utilities	16	-	41	-	-
JOINT VENTURES					
Acque Potabili	119	-	-	(2)	-
SOCIETA' COLLEGATE					
ACOS	4	5.540	-	-	-
ACOS Energia	-	75	-	-	-
Aguas de San Pedro	1	362	-	-	-
AIGA	228	75	-	85	-
AMAT	24	-	-	-	-
Arienes	18.936	-	-	643	1.117
ASA	213	-	-	1.072	-
ASA Livorno	2.822	-	-	(292)	-
ASTEA	4	844	-	(44)	-
Asti Servizi Pubblici	28	-	-	40	-
Barricalla	143	952	-	4.270	-
BI Energia	13	1.029	-	-	-
Centro Corsi	-	40	-	-	-
CSA in liquidazione	193	-	-	1.447	-
CSAI	396	403	-	173	-
EGUA	151	-	-	-	-
Fratello Sole Energie Solidali	203	-	23	23	-
GAIA	1.628	132	-	1.828	-
Global Service Parma	18	-	-	72	-
Iniziative Ambientali	293	-	-	8.122	-
Mondo Acqua	9	-	-	-	-
Omi Rinnovabili	-	-	-	53	-
Piana Ambiente in liquidazione	70	-	-	-	-
SETA	3.854	-	-	444	-
Sienambiente	90	-	-	1.827	-
STU Reggiane	19	476	18	-	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Controllate Comune di Torino	530	-	15	1.067	-
Controllate Comune di Genova	3.223	-	15	733	6
Controllate Comune di Parma	788	-	51	1.262	-
Controllate Comune di Piacenza	(33)	-	-	573	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	153	-	-	1.630	-
Altre	37	-	-	-	-
TOTALE	137.007	49.665	1.993	36.916	15.873

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	-	1.020	3.925	-	-
Comune Parma	1	235	965	-	2
Comune Piacenza	-	9.343	761	-	-
Comune Reggio Emilia	1	796	333	-	-
Comune Torino	-	121.546	2.199	77	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	-	-	-	-
JOINT VENTURES					
Acque Potabili	-	37	1	-	-
SOCIETA' COLLEGATE					
ACOS	-	22	-	-	-
ACOS Energia	-	2	2	-	-
Aguas de San Pedro	-	-	-	-	-
AIGA	-	-	-	-	-
AMAT	-	-	-	-	-
Arienes	12.017	221	-	-	-
ASA	-	601	1.352	-	-
ASA Livorno	-	103	(151)	-	-
ASTEA	-	4	(21)	-	-
Asti Servizi Pubblici	-	63	37	-	-
Barricalla	-	154	3.104	-	-
BI Energia	-	6	-	30	-
Centro Corsi	-	-	20	-	-
CSA in liquidazione	-	179	-	-	-
CSAI	-	1.026	149	-	17
EGUA	-	78	-	-	-
Fratello Sole Energie Solidali	7	1.020	-	-	-
GAIA	-	1.550	2.715	-	-
Global Service Parma	-	-	-	-	-
Iniziative Ambientali	-	3	-	-	-
Mondo Acqua	-	6	-	-	-
Omi Rinnovabili	-	-	43	-	-
Piana Ambiente in liquidazione	-	-	-	-	-
SETA	-	5.992	498	-	-
Sienambiente	-	84	9.758	-	6
STU Reggiane	-	20	-	13	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Controllate Comune di Torino	16	2.292	1.802	-	2
Controllate Comune di Genova	-	3.599	997	-	-
Controllate Comune di Parma	-	1.124	1.388	-	-
Controllate Comune di Piacenza	-	133	572	-	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	-	629	3.450	-	-
Altre	-	164	-	-	-
TOTALE	12.042	152.052	33.899	120	27

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	4.385.652	Attività materiali	4.385.652
Investimenti immobiliari	1.988	Investimenti immobiliari	1.988
Attività immateriali	2.980.675	Attività immateriali	2.980.675
Avviamento	248.899	Avviamento	248.899
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	206.164	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	206.164
Altre partecipazioni	10.585	Altre partecipazioni	10.585
Totale (A)	7.833.963	Attivo Immobilizzato (A)	7.833.963
Altre attività non correnti	85.267	Altre attività non correnti	85.267
Debiti vari e altre passività non correnti	(553.456)	Debiti vari e altre passività non correnti	(553.456)
Totale (B)	(468.189)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(468.189)
Rimanenze	74.120	Rimanenze	74.120
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	177.354	Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	177.354
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	194.850	Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	194.850
Crediti commerciali non correnti	31.683	Crediti commerciali non correnti	31.683
Crediti commerciali	1.113.897	Crediti commerciali	1.113.897
Crediti per imposte correnti	4.470	Crediti per imposte correnti	4.470
Crediti vari e altre attività correnti	496.538	Crediti vari e altre attività correnti	496.538
Debiti commerciali	(1.423.228)	Debiti commerciali	(1.423.228)
Passività derivanti da contratti con i clienti	(21.452)	Passività derivanti da contratti con i clienti	(21.452)
Debiti vari e altre passività correnti	(352.158)	Debiti vari e altre passività correnti	(362.093)
Debiti per imposte correnti	(60.710)	Debiti per imposte correnti	(60.710)
Totale (C)	235.364	Capitale circolante netto (C)	225.429
Attività per imposte anticipate	352.335	Attività per imposte anticipate	352.335
Passività per imposte differite	(149.423)	Passività per imposte differite	(149.423)
Totale (D)	202.912	Attività (Passività) per imposte differite (D)	202.912
Benefici ai dipendenti	(90.226)	Benefici ai dipendenti	(90.226)
Fondi per rischi ed oneri	(397.954)	Fondi per rischi ed oneri	(397.954)
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(207.732)	Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(197.797)
Totale (E)	(695.912)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)	(685.977)
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)	7.109.282
Patrimonio Netto (H)	3.189.038	Patrimonio Netto (H)	3.189.038
Attività finanziarie non correnti	(159.129)	Attività finanziarie non correnti	(159.129)
Passività finanziarie non correnti	4.233.991	Passività finanziarie non correnti	4.233.991
Totale (I)	4.074.862	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)	4.074.862
Attività finanziarie correnti	(228.071)	Attività finanziarie correnti	(228.071)
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(210.032)	Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(210.032)
Passività finanziarie correnti	283.485	Passività finanziarie correnti	283.485
Totale (L)	(154.618)	Indeb. finanziario a breve termine (L)	(154.618)
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)	3.920.244
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)	7.109.282

RICONCILIAZIONE TRA TOTALE INDEBITAMENTO FINANZIARIO (COMUNICAZIONE ESMA DEL 4 MARZO 2021) E INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

	migliaia di euro	
	30/06/2023	31/12/2022
A. Disponibilità liquide	(210.032)	(788.402)
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	-	(2.476)
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(210.032)	(790.878)
E. Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	214.514	229.476
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	68.971	65.099
G. Indebitamento finanziario corrente (E + F)	283.485	294.575
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G - D)	73.453	(496.303)
I. Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	1.215.381	1.250.392
J. Strumenti di debito	3.018.610	3.015.622
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
L. Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)	4.233.991	4.266.014
M. Totale indebitamento finanziario (H + L)	4.307.444	3.769.711
(-) C. Altre attività finanziarie correnti	-	2.476
(+) Attività finanziarie non correnti (voce prospetto situazione patrimoniale-finanziaria)	(159.129)	(169.057)
(+) Attività finanziarie correnti (voce prospetto situazione patrimoniale-finanziaria)	(228.071)	(256.376)
Indebitamento finanziario netto	3.920.244	3.346.754

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 Anna Tanganelli, Direttore Amministrazione Finanza Controllo e M&A e 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 2023.
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.

27 luglio 2023

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
Luca Dal Fabbro



Il Direttore Amministrazione, Finanza,
Controllo e M&A
e Dirigente Preposto L. 262/05

Anna Tanganelli



Relazione di revisione contabile limitata sul Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato



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, 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 2023. 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. È 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.

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano a far parte del network KPMG la cui entità più articolata è affiliata a KPMG International Limited, società di diritto inglese.

Ancora Bari Bergamo
Biologna Bologna Brescia
Catania Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Varese Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 10.415.500,00 i.v.
Registro Imprese Milano Monza Bergamo Lodigiano
e Codice Fiscale N. 00709030150
R.E.A. Milano N. 512987
Partita IVA 00709030150
VAT number I10270980150
Sede legale Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA



Gruppo Iren

*Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato
30 giugno 2023*

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 2023 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, 1° agosto 2023

KPMG S.p.A.

Roberto Bianchi
Socio



Iren S.p.A
via Nubi di Magellano, 30
42123 Reggio Emilia - Italy
www.gruppoiren.it