

# Relazione Finanziaria Semestrale



| Al 30 giugno 2022

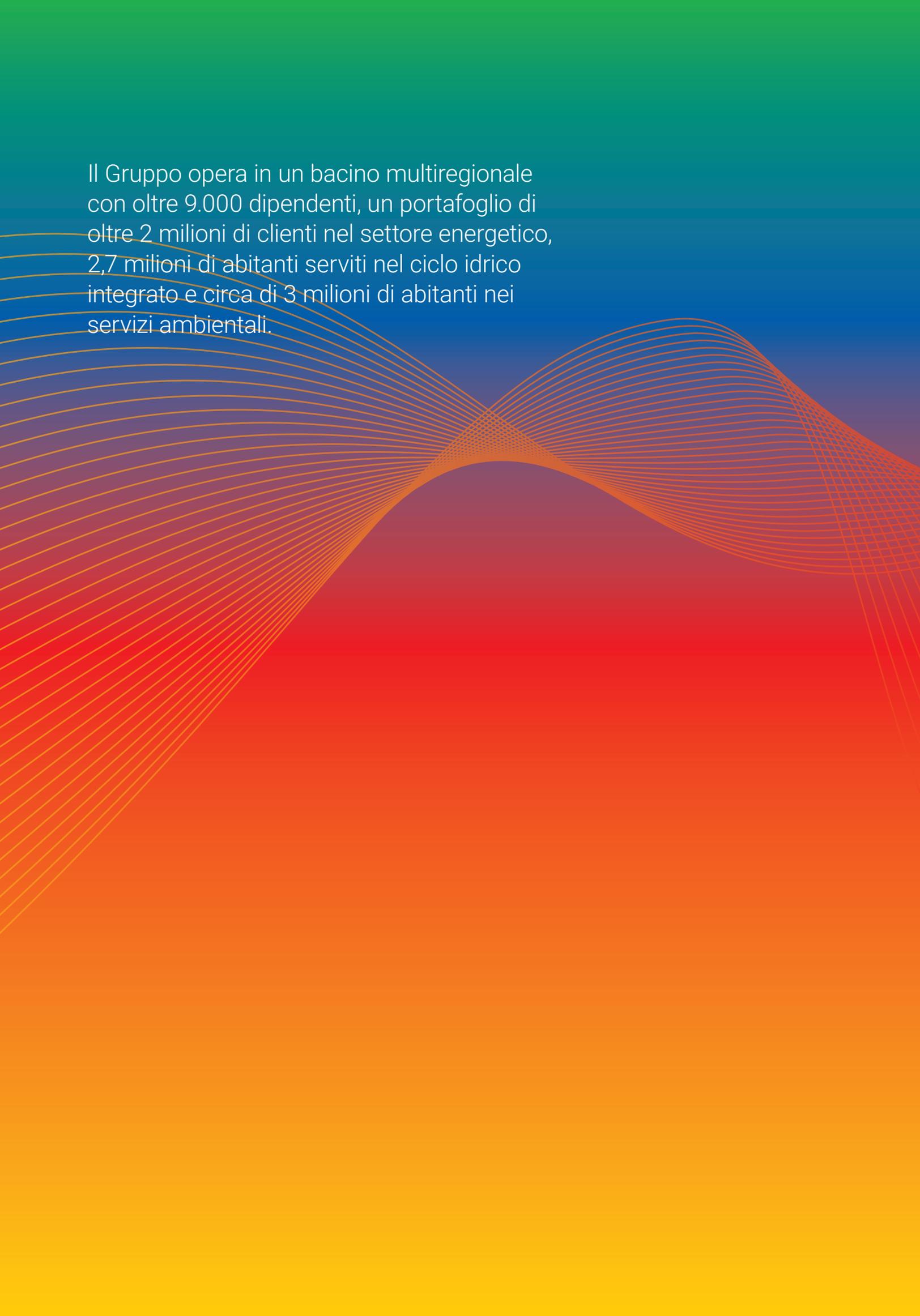




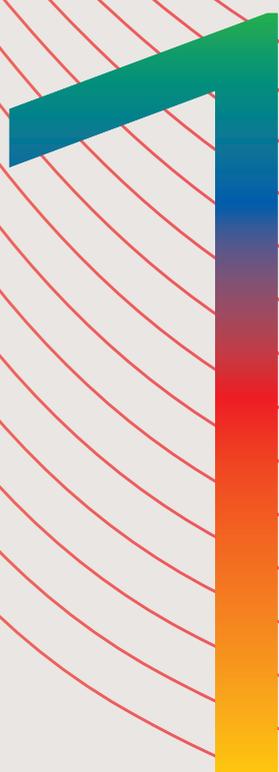
# Sommario

<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>3</b>
Cariche sociali .....	4
Azionariato .....	5
Missione e Visione del Gruppo Iren.....	6
Il Gruppo Iren in cifre: Highlights Primo Semestre 2022 .....	8
L'assetto societario del Gruppo Iren.....	10
Informazioni sul titolo Iren nel Primo Semestre 2022 .....	14
<b>RELAZIONE SULLA GESTIONE AL 30 GIUGNO 2022</b> .....	<b>17</b>
Scenario di mercato .....	18
Fatti di rilievo del periodo.....	26
Indicatori Alternativi di Performance .....	28
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren .....	30
Analisi per settori di attività .....	36
Gestione finanziaria .....	46
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione .....	48
Rischi e incertezze .....	50
Rapporti con parti correlate .....	57
Quadro normativo e regolatorio .....	58
Personale .....	67
<b>BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO E NOTE ILLUSTRATIVE AL 30 GIUGNO 2022</b> .....	<b>69</b>
Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria.....	70
Prospetto di conto economico .....	72
Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo .....	73
Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto .....	74
Rendiconto finanziario.....	76
Note illustrative .....	77
I.    Contenuto e forma del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato .....	77
II.   Principi di consolidamento .....	80
III.  Area di consolidamento .....	82
IV.  Aggregazioni aziendali.....	84
V.   Gestione dei rischi finanziari del Gruppo .....	90
VI.  Informativa sui rapporti con parti correlate.....	100
VII. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo.....	102
VIII. Altre informazioni.....	103
IX.  Informazioni sulla situazione patrimoniale-finanziaria .....	104
X.   Informazioni sul conto economico .....	133
XI.  Garanzie e passività potenziali .....	143
XII. Informativa per settori di attività .....	145
XIII. Allegati al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.....	147
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998.....	156
Relazione di revisione contabile limitata sul Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato .....	158

Il Gruppo opera in un bacino multiregionale con oltre 9.000 dipendenti, un portafoglio di oltre 2 milioni di clienti nel settore energetico, 2,7 milioni di abitanti serviti nel ciclo idrico integrato e circa di 3 milioni di abitanti nei servizi ambientali.



# Introduzione



| Al 30 giugno 2022

# CARICHE SOCIALI

## Consiglio Amministrazione <sup>(1)</sup>

Presidente

Luca Dal Fabbro <sup>(2)</sup>

Vice Presidente

Moris Ferretti <sup>(3)</sup>

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Gianni Vittorio Armani <sup>(4)</sup>

Consiglieri

Francesca Culasso <sup>(5)</sup>

Enrica Maria Ghia <sup>(6)</sup>

Pietro Paolo Giampellegrini <sup>(7)</sup>

Francesca Grasselli <sup>(8)</sup>

Cristiano Lavaggi <sup>(9)</sup>

Giacomo Malmesi <sup>(10)</sup>

Giuliana Mattiazzo <sup>(11)</sup>

Tiziana Merlini <sup>(12)</sup>

Gianluca Micconi <sup>(13)</sup>

Patrizia Paglia <sup>(14)</sup>

Cristina Repetto <sup>(15)</sup>

Licia Soncini <sup>(16)</sup>

## Collegio Sindacale <sup>(17)</sup>

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. <sup>(18)</sup>

## Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Anna Tanganelli

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

<sup>(2)</sup> Nominato Presidente dall'Assemblea dei Soci del 21 giugno 2022. Fino a tale data ha ricoperto tale carica l'ing. Renato Boero.

<sup>(3)</sup> 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.

<sup>(4)</sup> Amministratore Delegato e Direttore Generale dal 29 maggio 2021. È stato confermato nelle cariche per il triennio 2022-2024 nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 21 giugno 2022.

<sup>(5)</sup> Presidente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominata in data 21 giugno 2022.

<sup>(6)</sup> Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, in carica nel triennio 2019-2021 e confermata per il triennio 2022-2024 in data 21 giugno 2022.

<sup>(7)</sup> Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, in carica nel triennio 2019-2021 e confermato nella medesima carica per il triennio 2022-2024 da parte del Consiglio di Amministrazione del 21 giugno 2022.

<sup>(8)</sup> Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine dal 30 maggio 2019 sino al 21 giugno 2022. Da tale data, per il triennio 2022-2024, è stata nominata componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dal Consiglio di Amministrazione.

<sup>(9)</sup> Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità dal 30 maggio 2019 sino al 21 giugno 2022. Da tale data, per il triennio 2022-2024, è stato nominato componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

<sup>(10)</sup> Presidente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità e componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dal 30 maggio 2019 sino al 21 giugno 2022. Da tale data, per il triennio 2022-2024, è stato nominato componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità.

<sup>(11)</sup> Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata, per il triennio 2022-2024, dal Consiglio di Amministrazione in data 21 giugno 2022.

<sup>(12)</sup> Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominata, per il triennio 2022-2024, dal Consiglio di Amministrazione in data 21 giugno 2022.

<sup>(13)</sup> Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominato, per il triennio 2022-2024, dal Consiglio di Amministrazione in data 21 giugno 2022.

<sup>(14)</sup> Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominata, per il triennio 2022-2024, dal Consiglio di Amministrazione in data 21 giugno 2022.

<sup>(15)</sup> Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata, per il triennio 2022-2024, dal Consiglio di Amministrazione in data 21 giugno 2022.

<sup>(16)</sup> Presidente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, in carica nel triennio 2019-2021 e confermata nella medesima carica per il triennio 2022-2024 da parte del Consiglio di Amministrazione del 21 giugno 2022.

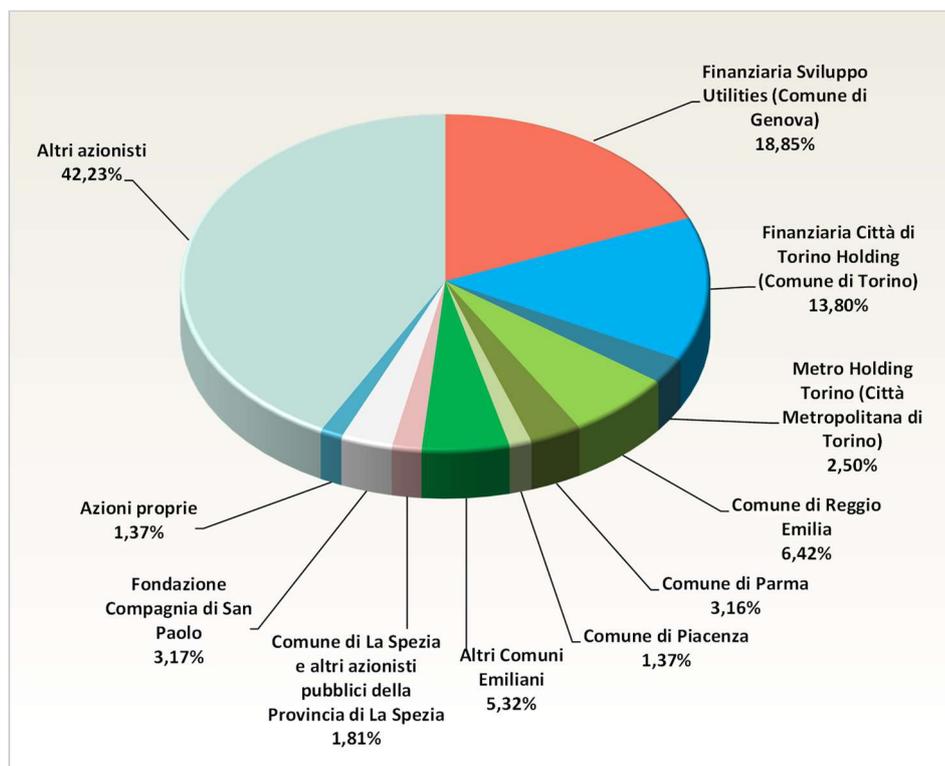
<sup>(17)</sup> Nominato dall'Assemblea dei Soci del 6 maggio 2021 per il triennio 2021-2022-2023.

<sup>(18)</sup> 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 2022, 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



**1996**

AMGA Genova viene quotata in Borsa



**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

## 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



2010

IRIDE ed ENIA costituiscono IREN



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

## 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 2022

## Dati economici

milioni di euro

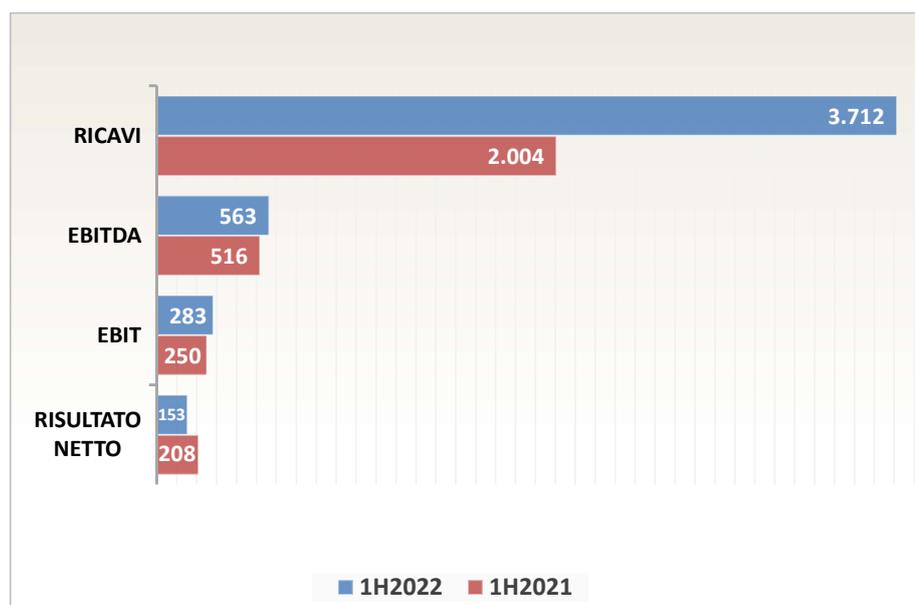
	Primo semestre 2022	Primo semestre 2021 Rideterminato	Variaz. %
Ricavi	3.711,6	2.003,8	85,2
EBITDA	562,7	516,3	9,0
EBIT	282,9	250,2	13,1
Risultato netto	152,6	208,3	(26,7)

---

EBITDA Margin (EBITDA/Ricavi)	15,2%	25,8%	
-------------------------------	-------	-------	--

I dati comparativi del Primo semestre 2021 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società della Divisione Ambiente di Unieco, di Futura e di I.Blu, avvenuta al termine del 2021. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

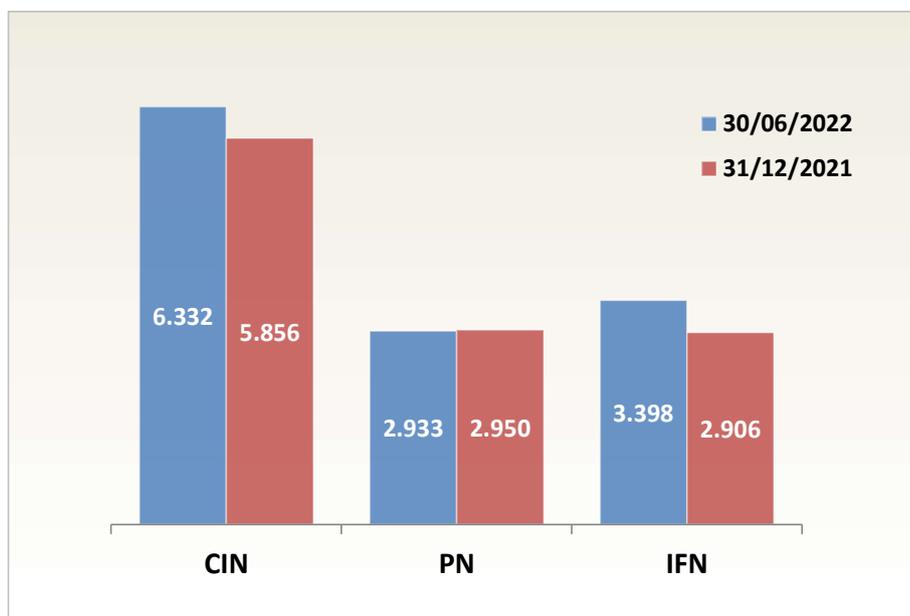
Per le definizioni degli Indicatori Alternativi di Performance si veda il relativo capitolo nella presente Relazione.



## Dati patrimoniali

	milioni di euro		
	30.06.2022	31.12.2021 Rideterminato	Variaz. %
Capitale Investito Netto (CIN)	6.331,7	5.856,2	8,1
Patrimonio Netto (PN)	2.933,4	2.950,4	(0,6)
Indebitamento Finanziario Netto (IFN)	3.398,3	2.905,8	16,9
Debt/Equity (Indebitamento Finanziario Netto / Patrimonio Netto)	1,16	0,98	

I dati comparativi al 31 dicembre 2021 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 Sidlren, avvenuta al termine del primo semestre 2022. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

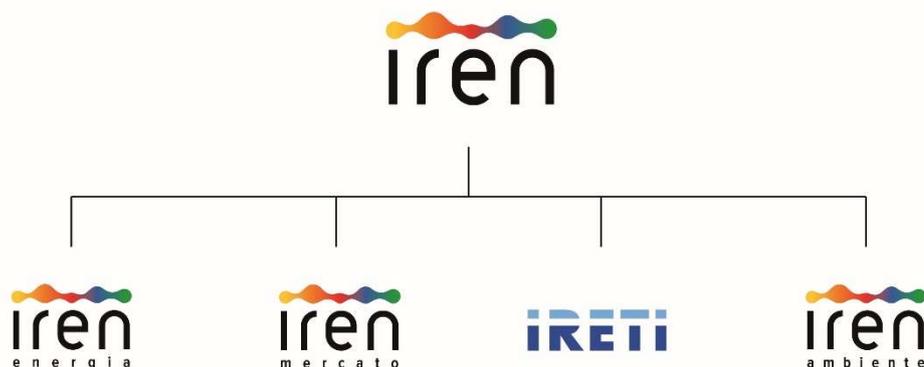


## Dati tecnici e commerciali

	Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %
Energia elettrica prodotta (GWh)	4.588,1	4.883,5	(6,0)
Energia termica prodotta (GWht)	1.835,9	1.868,1	(1,7)
Energia elettrica distribuita (GWh)	1.820,8	1.807,8	0,7
Gas distribuito (mln m <sup>3</sup> )	713,7	777,3	(8,2)
Acqua venduta (mln m <sup>3</sup> )	83,9	86,1	(2,6)
Energia elettrica venduta (GWh)	7.244,3	7.324,1	(1,1)
Gas venduto (mln m <sup>3</sup> ) (*)	1.389,9	1.424,9	(2,5)
Volumetria teleriscaldata (mln m <sup>3</sup> )	99,0	96,7	2,4
Rifiuti gestiti (ton)	1.714.166	1.752.139	(2,2)

\* di cui per usi interni 804,7 mln m<sup>3</sup> nel Primo semestre 2022 (839,7 mln m<sup>3</sup> nel Primo semestre 2021, -4,2%)

## 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 238 comuni attraverso una rete di distribuzione di 20.088 chilometri, per quasi 2,8 milioni di abitanti serviti. Per quanto riguarda le acque reflue la BU Reti gestisce una rete fognaria di complessivi 11.291 chilometri.

#### 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 8.115 chilometri di rete in alta, media e bassa pressione, serve un bacino di oltre 741 mila punti di riconsegna.

### **Distribuzione di energia elettrica**

Con 7.849 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 quasi 725 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 la collegata SEI Toscana, 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 Blair ("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 300 comuni per un totale di oltre 2,9 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, 317 stazioni tecnologiche attrezzate e 53 impianti di trattamento, selezione, stoccaggio, recupero, biodigestione e compostaggio.

## **BU ENERGIA**

### **Produzione di energia elettrica e termica**

La BU Energia dispone complessivamente di 2.728 MW di potenza installata in assetto elettrico e circa 2.350 MW termici. In particolare, ha la disponibilità diretta di 31 impianti di produzione di energia elettrica: 23 idroelettrici (di cui 3 mini-hydro), 7 termoelettrici in cogenerazione e un termoelettrico convenzionale. La Business Unit dispone inoltre di 95 impianti di produzione fotovoltaica con una potenza installata pari a 18 MW.

Ad inizio anno è stata inoltre portata a termine l'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 di ASI Troia, 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 77% 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 10% 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), che rappresentano il 70% del parco impianti del Gruppo, è più del 73% 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.

Nel corso del 2020 è stato siglato con Ansaldo un contratto per l'ampliamento della centrale termoelettrica di Turbigo attraverso la progettazione, la fornitura e la realizzazione di un nuovo impianto di generazione di energia elettrica a ciclo combinato, alimentato a gas, che consentirà di aumentare la capacità installata complessiva del sito dagli attuali 850 MW a circa 1.280 MW progetto che nel corso del 2021 è stato sostanzialmente completato e che entrerà in esercizio nella seconda metà del 2022.

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 (1.091 chilometri di rete a doppia tubazione), con 726 chilometri nel territorio torinese, di cui 79 chilometri nei comuni di Grugliasco, Rivoli e Collegno (Città Metropolitana di Torino), 10 nel Comune di Genova, 221 nel Comune di Reggio Emilia, 104 nel Comune di Parma e 30 nel Comune di Piacenza; il totale della volumetria riscaldata ammonta a 99,0 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.

A fine anno 2021 Iren Smart Solutions ha acquisito il 100% di Bosch Energy and Building Solutions Italy S.r.l. (poi rinominata Iren Energy Solutions e fusa per incorporazione nella stessa Iren Smart Solutions con efficacia 1° marzo 2022), operante nel settore dell'efficientamento energetico in qualità di ESCo (Energy Service Company), in particolare nella progettazione, realizzazione e gestione di impianti integrati di riscaldamento, climatizzazione e cogenerazione per clienti pubblici e privati. La società, che opera prevalentemente nel nord Italia, contribuirà a espandere, anche a livello di know-how, le attività del Gruppo nel settore dell'efficienza energetica, integrando la gamma dei servizi offerti.

## **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 sono circa 965 mila e 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 dell'acquisto dell'80% della partecipazione nella multiutility 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 gestisce la vendita del calore, acquistato da Iren Energia, ai clienti teleriscaldati dei comuni di Torino, Nichelino, Beinasco (area torinese), Genova, Reggio Emilia, Piacenza e Parma e lo sviluppo commerciale 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 2022

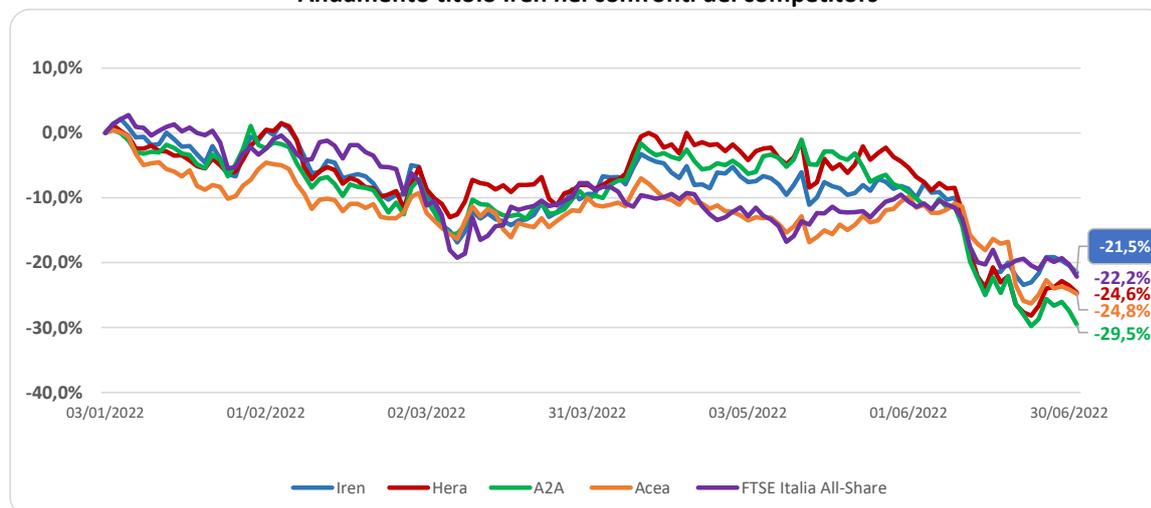
### Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel primo semestre 2022 i principali indici di borsa mondiali hanno riportato un trend ribassista dovuto, in un primo momento, alle attese riguardanti l'inflazione, sostenuta dal prezzo delle commodity energetiche, e le conseguenti decisioni di politica monetaria, che propendono per un rialzo dei tassi di interesse. In tale contesto di incertezza si è aggiunta l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia che, fra gli altri effetti, ha esacerbato l'aumento del prezzo delle materie prime, in particolare il gas naturale e il petrolio.

Nel corso del primo semestre, il FTSE Italia All-Share (il principale indice di Borsa Italiana) ha riportato una riduzione del 22,2%, principalmente legata agli eventi descritti, in un contesto di elevata dipendenza energetica dell'Italia dalle forniture di gas naturale proveniente dalla Russia, dalla crescita generalizzata dei prezzi trainata dai costi energetici e dalla conseguente aspettativa di una politica monetaria restrittiva della Banca Centrale Europea.

Le quattro multiutility hanno registrato una performance complessivamente allineata, ove non a livello inferiore in particolare nel finale di periodo, a quella dell'indice FTSE, essendo impattate dall'elevata volatilità dello scenario energetico e dall'incertezza normativa legata alle misure introdotte dal governo italiano per contenere i prezzi energetici a favore dei consumatori finali.

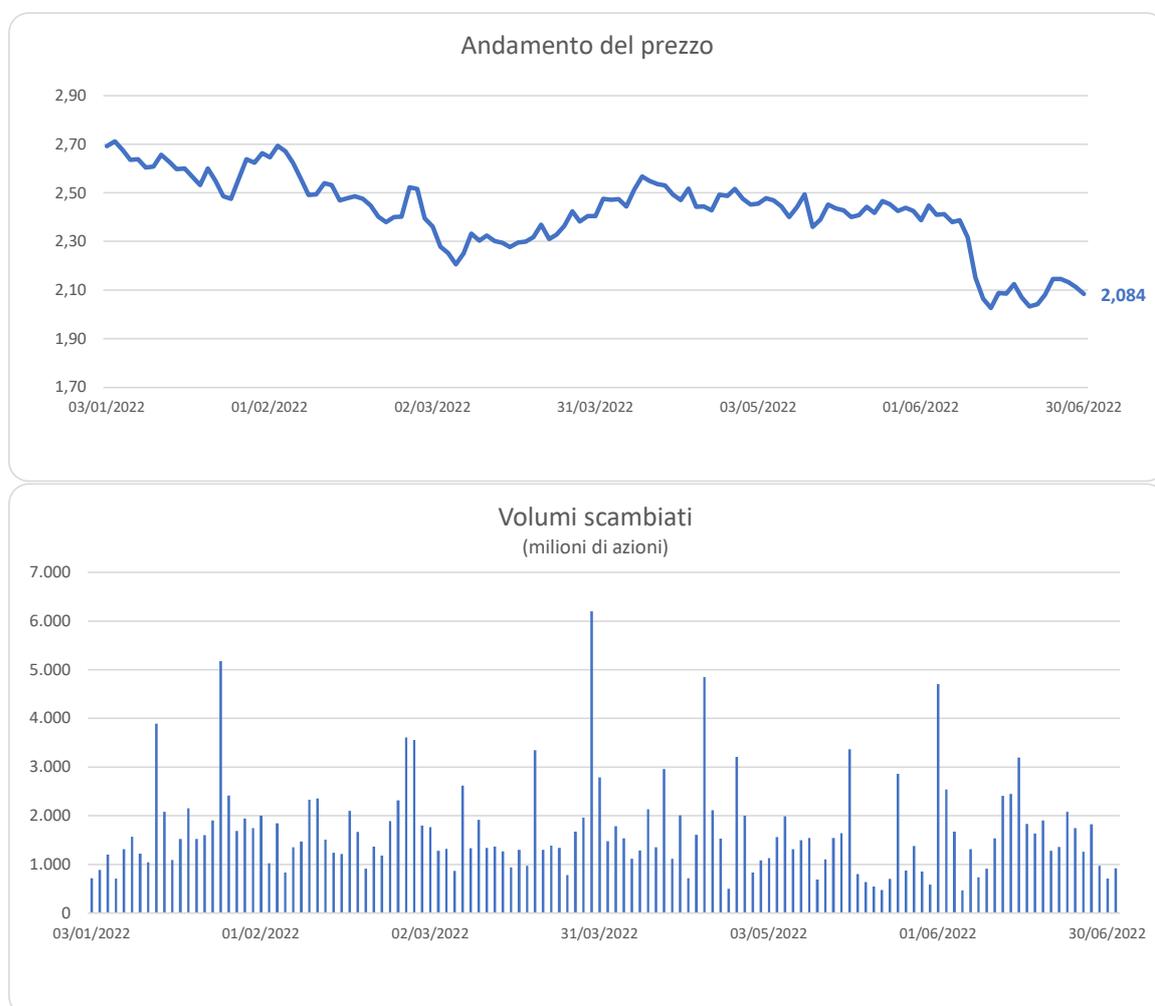
Andamento titolo Iren nei confronti dei competitors



Il prezzo del titolo IREN al 30 giugno 2022, ultimo giorno di contrattazioni del periodo, si è attestato a 2,084 euro per azione, in riduzione del 21,5% rispetto al prezzo di inizio anno, con volumi medi giornalieri scambiati durante il periodo pari a circa 1,7 milioni di pezzi. Il prezzo medio nel corso del primo semestre 2022 è stato di 2,42 euro per azione.

Il massimo del periodo è stato registrato il 4 gennaio 2022, pari a 2,71 euro per azione; il minimo di periodo, pari a 2,026 euro per azione, è stato invece rilevato il 14 giugno.

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

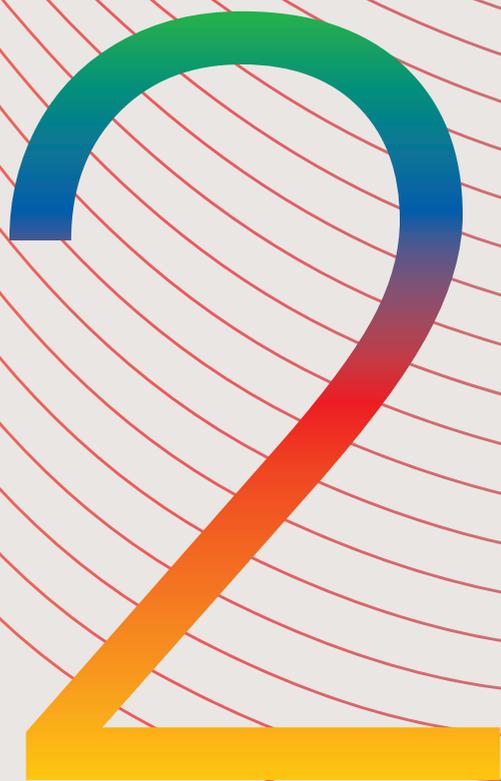


### Il coverage del titolo

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



# Relazione sulla Gestione



| Al 30 giugno 2022

# SCENARIO DI MERCATO

## LO SCENARIO MACROECONOMICO

Le conseguenze del conflitto in Ucraina pesano sulle prospettive di crescita. Nel report di giugno, l'OCSE stima per il 2022 una crescita mondiale del 3%<sup>1</sup>, con una revisione al ribasso di 1,5 punti percentuali rispetto alla previsione di dicembre. Il significativo aumento dei prezzi dell'energia e dei generi alimentari, assieme al persistere di problemi nelle catene produttive legati ancora ai nodi logistici derivanti dalle interruzioni delle attività causate dalla pandemia, e la contestuale necessità di normalizzazione dei tassi di interesse, sono all'origine della revisione. Il livello di incertezza è elevato, con il rischio di un'ulteriore riduzione dei flussi di gas forniti dalla Russia all'Europa e di ulteriori aumenti dei prezzi delle materie prime o di nuovi rallentamenti nelle catene di approvvigionamento globali.

Nel primo trimestre 2022 (dati disponibili) il PIL nell'Area Euro è aumentato in termini congiunturali dello 0,3%. A livello nazionale, la crescita congiunturale del PIL italiano è stata positiva (dello 0,1%), grazie al settore delle costruzioni (+6% su base trimestrale). Per il secondo trimestre, gli indicatori ad alta frequenza indicano una crescita del PIL italiano vicina allo zero. In merito, l'indice di produzione industriale di aprile è tornato sopra ai livelli pre-pandemia, ma l'incertezza legata alla guerra, i rallentamenti negli approvvigionamenti e i limiti nel trasferimento degli alti costi delle materie prime sui prezzi finali incidono negativamente su tale dato.

Continua anche la forte crescita dei prezzi. L'indice italiano dei prezzi dei prodotti energetici è aumentato tra il 40% e il 50% nei primi sei mesi del 2022, portando il livello medio dell'inflazione nel primo semestre al 6,3%. I prezzi dell'energia hanno subito un leggero rallentamento nei mesi di aprile e di maggio, a causa del calo stagionale della domanda di energia e del taglio delle imposte su benzina e gasolio operato dal governo italiano, ma sono tornati ad aumentare nel mese di giugno (+48%), sostenuti dalle riduzioni delle forniture di gas dalla Russia. Nel frattempo, la guerra in Ucraina ha alimentato i prezzi dei generi alimentari, con il relativo indice in aumento annuale dell'8,8% a giugno. L'indice di inflazione di fondo, che non tiene conto dei generi alimentari, del tabacco e dei prodotti energetici, ha superato il 3,5% a giugno 2022, segnalando aumenti dei prezzi anche in altri settori.

Il recente aumento dei prezzi ha spinto le Banche Centrali ad accelerare il processo di normalizzazione della politica monetaria. La Banca Centrale Europea (BCE) ha deciso di anticipare la fine dell'*Asset Purchase Programme* (APP) al 1° luglio, per poi procedere con il primo aumento dei tassi di interesse di 50 punti base a luglio, con un ulteriore aumento nei tassi di interesse atteso a settembre 2022. La BCE ha confermato un target di medio termine per l'inflazione al 2%, pur cercando di bilanciare il trade-off tra impatto economico e stabilizzazione dei prezzi.

### La spesa delle famiglie

I dati ISTAT per il primo trimestre 2022 riportano un aumento della spesa per i consumi delle famiglie dell'1,4% rispetto al trimestre precedente, a fronte di un incremento del 2,6% del reddito disponibile delle famiglie. Il tasso di risparmio delle famiglie consumatrici è stato pari al 12,6% (+1,1% rispetto al trimestre precedente). L'incremento dei prezzi a fronte di una debole dinamica salariale pesa sul reddito delle famiglie, con un impatto negativo sull'attesa ripresa dei consumi dopo la fine delle restrizioni dovute alla pandemia da Covid-19.

### Gli investimenti

Nel primo trimestre 2022, gli investimenti sono aumentati del 3,9% rispetto al trimestre precedente. Il recupero ha coinvolto tutti i settori ad eccezione di quello dei prodotti di proprietà intellettuale e di quello delle risorse biologiche coltivate, che hanno subito una flessione rispettivamente dell'1,9% e 0,5%. L'incremento più significativo ha riguardato gli investimenti in mezzi di trasporto (+6,5%), seguito dalle costruzioni (+5,5%). Nonostante l'andamento positivo dell'indice di produzione dell'industria tra febbraio e aprile di quest'anno (+1,3% rispetto al quarto trimestre 2021), il contributo atteso degli investimenti nell'industria è limitato dall'incertezza del contesto, dall'incremento dei prezzi energetici e dal peggioramento delle condizioni finanziarie.

---

<sup>1</sup> Fonte: OCSE, *Economic Outlook*, 8 Giugno 2022.

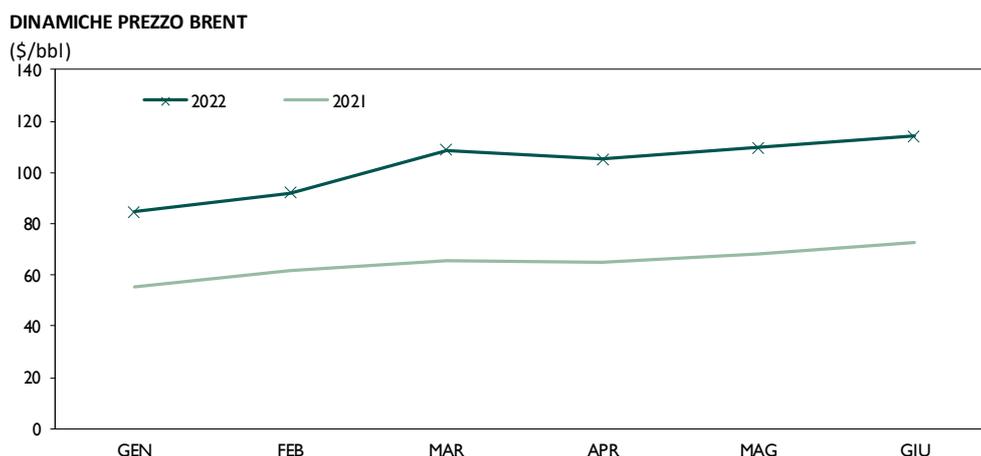
## Le esportazioni

Nel primo trimestre 2022 le importazioni e le esportazioni sono aumentate rispettivamente del 10% e dell'8%, rispetto al trimestre precedente. Il minore incremento delle esportazioni rispetto alle importazioni nel trimestre (con due mesi a crescita negativa) ha portato a una flessione del saldo commerciale del 224%. I dati ISTAT relativi agli scambi di aprile mostrano valori degli scambi commerciali superiori a quelli di aprile 2020. Su base tendenziale le variazioni dell'import e dell'export nei primi quattro mesi dell'anno sono state pari rispettivamente a +43% e a +20,5%. L'aumento delle esportazioni nei primi quattro mesi dell'anno è stato sostenuto in maniera maggiore dai paesi UE (+23%) rispetto ai paesi extra-UE (+18%).

## IL MERCATO PETROLIFERO

Il prezzo del Brent ha subito un forte rialzo nel corso dei mesi successivi all'inizio del conflitto in Ucraina. Nel primo semestre 2022 il Brent si è consuntivato in prossimità dei 105 \$/bbl, con un rialzo di oltre il 60% rispetto al primo semestre 2021; tale rialzo si spinge in prossimità dell'80% per le quotazioni in euro, con un consuntivo gennaio-giugno superiore ai 95 €/bbl.

In merito, si segnala che il Canada, il Regno Unito e gli Stati Uniti hanno imposto divieti di importazione sul petrolio russo. Anche l'Unione europea ha proceduto in tal senso, ponendo un divieto sulle importazioni di petrolio dalla Russia che sarà efficace entro la fine dell'anno. In tale contesto si aggiungono nodi di natura logistica, difficoltà di accesso al credito e alle assicurazioni che scoraggiano il commercio di petrolio proveniente da tale paese.



Elaborazioni MBS Consulting

## IL MERCATO DEL GAS NATURALE

### Domanda e Offerta

Nel primo semestre del 2022 i consumi di gas hanno registrato un decremento rispetto al primo semestre del 2021 (-2%). La diminuzione ha riguardato il settore industriale e residenziale (-8,3% e -5,6% rispettivamente), mentre il settore termoelettrico ha registrato una crescita del +6,7%.

Il decremento della domanda residenziale e industriale (-1,1 Mld/mc e -0,6 Mld/mc rispettivamente) è riconducibile a temperature più elevate della media nei primi mesi dell'anno, che hanno contribuito a ridurre la domanda residenziale e all'innalzamento dei prezzi, che ha impattato sia sulla domanda residenziale che su quella industriale. La domanda termoelettrica ha invece registrato un incremento di quasi 1 Mld/mc, dovuto principalmente alla bassa generazione di energie rinnovabili da inizio anno, legato alla scarsa produzione idroelettrica, a causa della grave siccità che ha colpito in particolare l'Italia settentrionale.

### Impieghi e fonti di gas naturale nel Primo semestre 2022 e confronto con i periodi precedenti

GAS PRELEVATO (Mld mc)*	2022	2021	2020	Var % 2022 vs 2021	Var % 2021 vs 2020
Usi industriali	6,6	7,2	6,5	-8,3%	10,8%
Usi termoelettrici	12,7	11,9	10,9	6,7%	9,2%
Impianti di distribuzione	18,4	19,5	17,6	-5,6%	10,8%
Rete terzi e consumi di sistema / line pack	1,4	1,2	0,8	16,7%	50,0%
<b>Totale prelevato</b>	<b>39,1</b>	<b>39,8</b>	<b>35,8</b>	<b>-1,8%</b>	<b>11,2%</b>

\*Valori cumulati al 30 giugno, elaborazioni MBS Consulting

GAS IMMESSO (Mld mc)*	2022	2021	2020	Var % 2022 vs 2021	Var % 2021 vs 2020
Importazioni	36,1	36,7	33,6	-1,6%	9,2%
Produzione nazionale	1,5	1,6	2,0	-6,3%	-20,0%
Stoccaggi	1,5	1,5	0,2	0,0%	(**)
<b>Totale immesso (inclusi stoccaggi)</b>	<b>39,1</b>	<b>39,8</b>	<b>35,8</b>	<b>-1,8%</b>	<b>11,2%</b>
Capacità massima	92,8	90,4	71,9		
<b>Load factor</b>	<b>38,9%</b>	<b>40,6%</b>	<b>46,8%</b>		

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

\*\*Variazione superiore al 100%

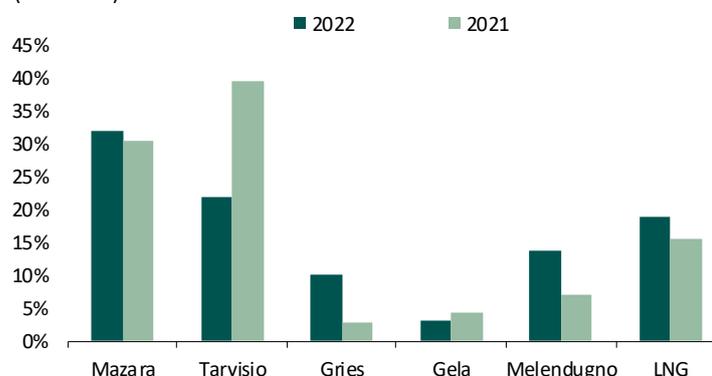
Le importazioni dall'estero, sono diminuite rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-1,6%). In merito, si sottolinea la forte riduzione dei flussi di gas dalla Russia (-45%) rispetto al primo semestre 2021. La perdita di oltre 6 miliardi di metri cubi di gas russo è stata compensata:

- da maggiori importazioni di GNL (+20% rispetto al primo semestre 2021, pari a 1 Mld/mc addizionali);
- dai maggiori flussi a Passo Gries, provenienti dal Nord-Europa, più che triplicati rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, per oltre 2,5 Mld/mc in più;
- dai flussi dall'Azerbaijan attraverso il TAP (oltre 2 Mld/mc in più rispetto al primo semestre 2021);
- dalle più consistenti importazioni dall'Algeria, superiori del 3% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (pari a 300 Mln/mc aggiuntivi).

La Libia, invece, ha esportato verso l'Italia il 26% in meno di gas rispetto allo scorso anno (per 0,5 Mld/mc). Nel primo semestre 2022 è proseguito il trend di decrescita della produzione nazionale (-6,3% circa rispetto allo stesso periodo dello scorso anno), mentre rispetto al primo semestre del 2021 non si è registrato un significativo apporto delle immissioni di gas in rete tramite i sistemi di stoccaggio, il cui saldo (erogazioni +/ immissioni -) è rimasto invariato a circa 1.5 Mld/mc.

Il primo semestre del 2022 si è quindi caratterizzato per un mix di importazione che vede prevalere non più il gas russo in arrivo a Tarvisio (il 22% del totale a fine giugno 2022), bensì il gas algerino (32% del totale), seguito dalle importazioni di GNL (19%), dall’Azerbaijan (14%) e dal Nord-Europa (10% del totale).

**IMPORTAZIONI PER PUNTO DI ENTRATA SUL TOTALE**  
(Valori %)



Valori cumulati al 30 giugno 2022

Elaborazioni MBS Consulting

### Prezzi Ingrosso Gas

Nel primo semestre del 2022 i prezzi all’ingrosso del gas naturale hanno fatto registrare aumenti su tutti i principali *hub* europei, sia rispetto all’ultimo trimestre del 2021 sia rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. I seguenti fattori hanno contribuito al forte aumento dei prezzi:

- la guerra in Ucraina e il rischio di interruzione delle forniture di gas dalla Russia attraverso i gasdotti che passano nei territori in cui avvengono gli scontri armati;
- la riduzione dei flussi di gas attraverso i principali gasdotti che portano il gas in Europa dalla Russia. In particolare, l’improvvisa diminuzione dei flussi del Nord Stream 1, che collega direttamente la Russia alla Germania, a causa di ritardi nella fornitura di alcuni materiali necessari per i lavori di manutenzione, ha portato ad un aumento vertiginoso dei prezzi nel mese di giugno;
- l’interruzione delle operazioni presso il terminale di liquefazione di Freeport, tra i più grandi presenti negli Stati Uniti, a causa di un incendio – ciò ha contribuito ad aumentare le tensioni nel mercato del gas in Europa, dato che il GNL è una delle alternative necessarie per sostituire parte delle importazioni di gas russe.

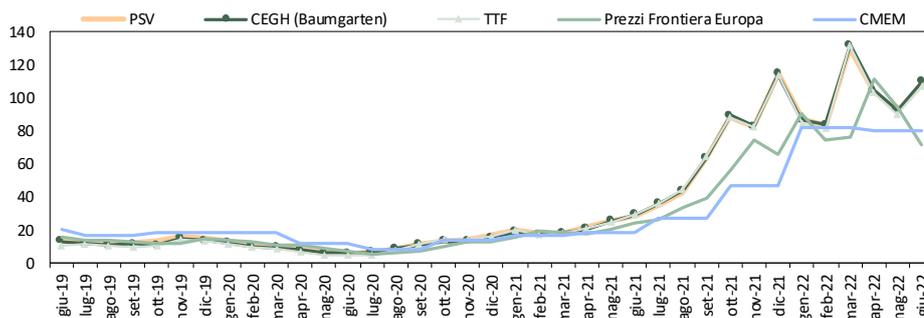
In tale contesto, il prezzo medio al TTF è stato pari a 99,5 €/MWh nel corso del primo semestre 2022, in aumento di oltre il 300% rispetto allo stesso periodo del 2021. Il CEGH, mercato del gas austriaco, ha prodotto un valore medio di 101,5 €/MWh, corrispondente ad un aumento del 370% rispetto al primo semestre 2021. Anche l’*hub* italiano PSV ha guadagnato circa il 360% del proprio valore rispetto allo stesso periodo del 2021, registrando un prezzo medio di 100,7 €/MWh.

Lo *spread* medio tra PSV e TTF nel corso del primo semestre del 2022 è aumentato di circa 1 €/MWh rispetto al primo semestre 2021, passando da 0,26 €/MWh a 1,18 €/MWh in media, a causa dei maggiori volumi in arrivo dal Nord Europa attraverso Passo Gries.

Mediamente, nel primo semestre del 2022 i prezzi gas alla frontiera sono aumentati rispetto ai primi sei mesi dello scorso anno di oltre il 350% (da 19,1 €/MWh nel primo semestre 2021 a 86,3 €/MWh nel primo semestre 2022).

## PREZZI ALL'INGROSSO IN EUROPA

(€/MWh)



Ultimo dato 30 giugno 22  
Elaborazioni MBS Consulting

Nel mercato italiano, il prezzo di sbilanciamento medio del primo semestre del 2022 è di 99,7 €/MWh<sup>2</sup>, in aumento di oltre il 385% rispetto allo stesso periodo del 2021. Nello stesso periodo, sui mercati della piattaforma MGAS funzionali alla definizione del prezzo di sbilanciamento, è stato scambiato un volume pari a 7,8 Mld/mc, in aumento del 21% rispetto al primo semestre dello scorso anno, nel quale era stato scambiato un volume pari a 6,5 Mld/mc. Sul mercato infra-giornaliero MI è stato scambiato in media il 38% dei volumi funzionali al bilanciamento (2,9 Mld/mc a partire da inizio anno).

La c.d. "componente CMEM", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato, definita da ARERA sulla base delle quotazioni *forward* del TTF, è stata pari a 82,19 €/MWh nel primo trimestre dell'anno e a 80,33 €/MWh nel secondo.

<sup>2</sup> Il prezzo si riferisce al SAP, *System Average Price*, come definito dalla Delibera ARERA 312/2016/R/gas.

## IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

### Domanda e offerta

Nel primo semestre 2022 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 135,4 TWh, in aumento dello 0,7% rispetto allo stesso periodo del 2021. La richiesta di energia elettrica, pari a 158,0 TWh, è stata soddisfatta per l'85,7% dalla produzione interna. A livello nazionale, la produzione termoelettrica è stata pari a 92,5 TWh, in aumento del 10,3% rispetto al 2021 e ha rappresentato il 68,4% della produzione netta italiana; la produzione da fonte idroelettrica è stata paria a 14,6 TWh (-38,7% su base tendenziale), il 10,8% di quella nazionale, mentre da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica sono stati prodotti 28,2 TWh (+6,0% rispetto al periodo comparativo), il 20,9% dell'offerta totale.

I consumi del primo semestre 2022 sono stati superiori a quelli dell'analogo periodo 2021 del 2,0%. Il recupero è stato trainato principalmente dalla ripresa della domanda elettrica al Nord (+5,1%).

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

	fino a 30/06/2022	fino a 30/06/2021	Var. %
<b>Domanda</b>	<b>158.027</b>	<b>154.861</b>	<b>2,0%</b>
<i>Nord</i>	77.492	73.760	5,1%
<i>Centro</i>	45.638	45.174	1,0%
<i>Sud</i>	21.128	22.378	-5,6%
<i>Isole</i>	13.769	13.549	1,6%
<b>Produzione netta</b>	<b>135.365</b>	<b>134.390</b>	<b>0,7%</b>
<i>Idroelettrico</i>	14.582	23.787	-38,7%
<i>Termoelettrico</i>	92.542	83.894	10,3%
<i>Geotermoelettrico</i>	2.735	2.747	-0,4%
<i>Eolico e fotovoltaico</i>	25.506	23.962	6,4%
<b>Consumo Pompaggi</b>	<b>-1.242</b>	<b>-1.420</b>	<b>-12,5%</b>
<b>Saldo estero</b>	<b>23.904</b>	<b>21.891</b>	<b>9,2%</b>

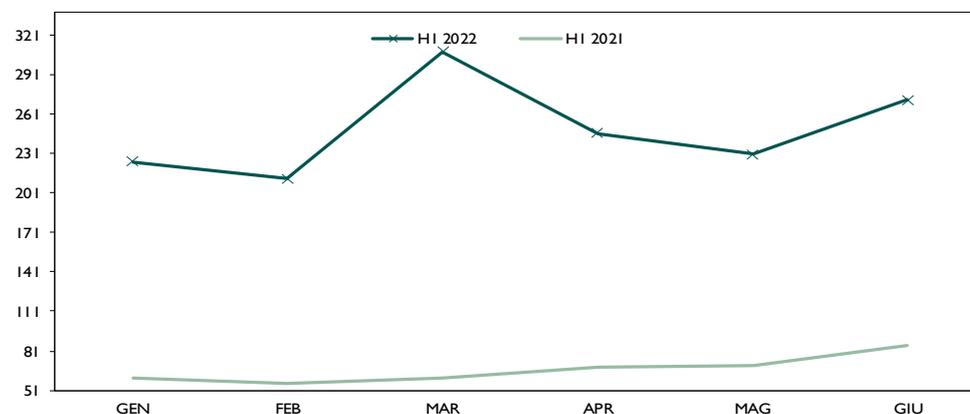
Elaborazioni MBS Consulting

### Prezzi Mercato del Giorno Prima (MGP)

Nel primo semestre, il PUN è salito del 272% rispetto allo stesso periodo del 2021, attestandosi su un valore medio di 248,6 €/MWh. La progressiva crescita ha portato il PUN ad un valore medio mensile di 271,3 €/MWh a giugno (+220% rispetto a giugno 2021).

DINAMICHE PREZZO MEDIO DI ACQUISTO SU MGP - PUN

(€/MWh)



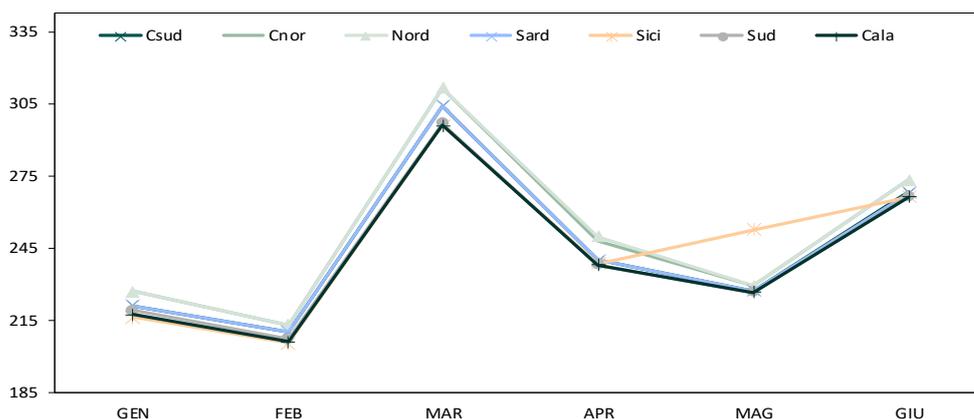
Elaborazioni MBS Consulting

Nel primo semestre del 2022, i prezzi zionali hanno subito in media un incremento pari al 272% rispetto allo stesso periodo del 2021. L'incremento massimo è stato registrato nella zona Nord (+276%), mentre quello minimo in Sicilia (+248%). In valore assoluto, i prezzi zionali si sono attestati in media a 245,15 €/MWh per la Sardegna, 241,7 €/MWh per la Calabria, 242,3 €/MWh per il Sud, 250,3 €/MWh per il Centro Nord, 250,6 €/MWh per il Nord, 245,1 €/MWh per il Centro Sud, 245,8 €/MWh per la Sicilia.

Nel complesso, i prezzi medi zionali sono rimasti più allineati nel primo trimestre dell'anno rispetto al secondo, con lo spread massimo tra i prezzi zionali raggiunto nel mese di maggio (25,9 €/MWh, tra il prezzo siciliano e quello della zona Nord).

**DINAMICHE PREZZI ZONALI ITALIANI PRIMO SEMESTRE 2022**

(€/MWh)



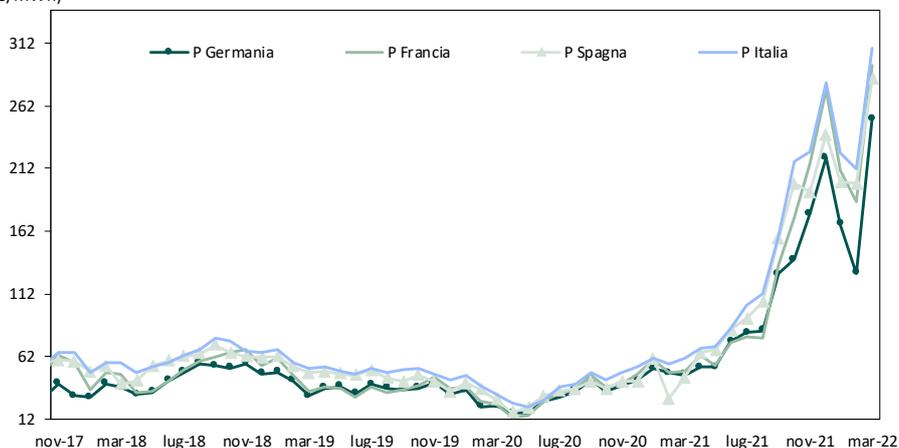
Elaborazioni MBS Consulting

## Andamenti delle principali borse europee

Nei primi sei mesi del 2022, le principali borse elettriche europee hanno espresso un prezzo medio di 206,3 €/MWh, in forte rialzo rispetto all'anno precedente (+261%) con un differenziale medio rispetto al PUN di 42,3 €/MWh (il differenziale registrato nello stesso periodo del 2021 era pari 8,2 €/MWh). La ripresa dei prezzi elettrici di Germania, Francia e Spagna si è intensificata nel secondo trimestre dell'anno, riportando una crescita media del 209% rispetto al secondo trimestre 2021 e del 204% rispetto al trimestre precedente.

### DINAMICHE PREZZI ELETTRICI EUROPEI

(€/MWh)



Elaborazioni MBS Consulting

## Futures del PUN Baseload su EEX

La tabella seguente mostra il confronto tra i prezzi *futures* medi dei prodotti disponibili per il primo semestre 2022 riferiti al Prezzo Unico Nazionale. Nel corso del primo semestre, la tendenza delle quotazioni dei *futures* per i mesi da marzo a luglio è stata positiva. Anche i prezzi dei prodotti *futures* relativi al Q3 e al Q4 2022 hanno recuperato progressivamente terreno, con un incremento complessivo rispettivamente di 101,5 €/MWh e di 102,4 €/MWh. Il *Calendar-22* ha seguito lo stesso andamento positivo dei prodotti trimestrali, riportando una crescita di 93,7 €/MWh tra le quotazioni medie di gennaio e quelle di giugno 2022.

apr-22 Futures		mag-22 Futures		giu-22 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
mag-22	252,1	giu-22	235,8	lug-22	254,8
giu-22	249,2	lug-22	240,7	ago-22	290,9
lug-22	256,4	ago-22	253,7	set-22	285,8
trimestrali		trimestrali		trimestrali	
Q3 22	263,4	Q3 22	253,3	Q3 22	292,0
Q4 22	267,3	Q4 22	266,3	Q4 22	300,0
Q1 23	260,2	Q1 23	257,0	Q1 23	269,9
annuali		annuali		annuali	
Y1 23	203,6	Y1 23	211,0	Y1 23	227,7

Elaborazioni MBS Consulting

## FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

### **Acquisizione di impianti fotovoltaici**

Il 16 febbraio 2022 il Gruppo ha perfezionato l'acquisizione da European Energy S/A, società danese attiva nello sviluppo e gestione di impianti eolici e fotovoltaici, del 100% di Puglia Holding S.r.l., detentrici di cinque *Special Purpose Vehicles* (SPV) intestatari delle autorizzazioni di costruzione e gestione dei parchi fotovoltaici di ASI Troia, nelle località di San Vincenzo e Montevegine (provincia di Foggia) e del complesso di Palo del Colle (Provincia di Bari).

Gli impianti acquisiti sono stati costruiti tra il 2019 e i primi mesi del 2022 e hanno una capacità installata di 121,5 MW, risultando il più grande parco fotovoltaico realizzato in Italia ad oggi. Il business acquisito presenta un Enterprise Value di 166 milioni di euro.

Unitamente all'operazione Puglia Holding, Iren Energia ha stipulato un accordo commerciale relativo agli impianti di European Energy in fase di sviluppo per una potenza installata complessiva pari a 437,5 MW in quattro siti localizzati nel Lazio, in Sicilia e in Puglia. L'accordo prevede la possibilità di esercitare diritti a investire in tali assets lungo un periodo di esclusiva e a vari stadi di sviluppo.

### **Finanziamento a supporto degli investimenti per lo sviluppo del teleriscaldamento di Torino**

Proseguendo la cooperazione nell'ambito della sostenibilità ambientale avviata nel 2020, il 25 marzo 2022 la Banca di Sviluppo del Consiglio d'Europa (CEB) e Iren S.p.A. hanno sottoscritto un finanziamento di tipo Public Finance Facility (PFF) per 80 milioni di euro a sostegno degli investimenti di sviluppo della rete di teleriscaldamento nell'area metropolitana di Torino, previsti nel Piano Industriale.

Gli investimenti finanziati sono finalizzati a saturare ed estendere in nuove aree il teleriscaldamento, con l'allacciamento di nuove utenze, e a migliorare l'efficienza operativa e la flessibilità della rete.

### **Acquisizione di concessioni nell'ambito della distribuzione gas**

A seguito dell'aggiudicazione della gara, avvenuta a dicembre 2021, il 1° aprile 2022 il consorzio formato da Ascopiave, ACEA, e Iren ha perfezionato il closing dell'accordo con il Gruppo A2A per l'acquisizione di assets nell'ambito del servizio di distribuzione del gas naturale.

Il perimetro di attività complessivo oggetto dell'operazione comprende 157 mila Punti Di Riconsegna (PDR), distribuiti in 8 regioni e facenti parte di 24 Ambiti Territoriali Minimi (ATEM), per oltre 2.800 km di rete. Il valore economico dell'acquisizione in termini di Enterprise Value è di 125,4 milioni di euro.

Dal punto di vista sostanziale, tali assets sono stati conferiti nel primo trimestre in una società dedicata, Romeo Gas S.p.A., di cui IRETI ha acquistato il 13,77% il 1° aprile 2022.

Il perimetro di interesse di Iren è costituito da concessioni in 4 ATEM, di cui 1 in Lombardia e 3 in Emilia Romagna, per un totale di circa 12.000 PDR. L'Enterprise Value riferito a tale quota è pari a 16,4 milioni di euro.

### **Acquisizione di Alegas**

A seguito dell'accordo preliminare sottoscritto lo scorso 29 dicembre, Iren Mercato ha perfezionato il 21 aprile 2022 l'acquisizione dell'80% di Alegas S.r.l. da AMAG S.p.A., multiutility con sede ad Alessandria.

Alegas opera nella vendita di gas ed energia elettrica ed ha un portafoglio di 43 mila clienti per lo più retail, di cui 36 mila clienti gas e 7 mila energia elettrica, quasi interamente distribuiti nella Provincia di Alessandria. Il corrispettivo per l'acquisizione è pari a 17,1 milioni di euro.

L'acquisizione consentirà al Gruppo Iren di incrementare 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.

### **Sottoscrizione di due finanziamenti *Sustainability Linked***

Il 21 aprile e il 30 maggio 2022 Iren S.p.A. ha sottoscritto, rispettivamente con Intesa San Paolo e Cassa Depositi e Prestiti, due finanziamenti *term loan* di importo pari a 150 milioni di euro ciascuno, con rimborso a 6 anni in un'unica soluzione (bullet).

L'entità dello *spread* delle nuove linee di credito è legata al raggiungimento di specifici obiettivi delineati nel Sustainable Financing Framework pubblicato a marzo: la riduzione delle emissioni climalteranti, la progressiva crescita nella produzione da fonte rinnovabile e l'uso razionale delle risorse idriche. In merito, si prevede il raggiungimento di tali obiettivi grazie al complesso degli investimenti previsti in arco piano. Le operazioni descritte mirano a coniugare sostenibilità e sviluppo attraverso il meccanismo di premio/penalità legato al raggiungimento dei target prefissati e si inseriscono nel contesto di rafforzamento del profilo di liquidità, con condizioni di tasso e durata adeguate agli standard del Gruppo.

### **Assemblea degli Azionisti**

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti ha approvato in data 21 giugno 2022 il Bilancio d'Esercizio al 31 dicembre 2021 della Società e la Relazione sulla Gestione, e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,105 euro per azione ordinaria, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

L'Assemblea degli Azionisti ha inoltre:

- approvato la sezione prima ("Politiche sulla Remunerazione 2022") della Relazione sulla politica in materia di remunerazione 2022 e sui compensi corrisposti 2021;
- espresso voto favorevole sulla sezione seconda ("Compensi corrisposti esercizio 2021") della stessa Relazione;
- nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione ed il suo Presidente per il triennio 2022-2023-2024 (scadenza: data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2024) e determinato i relativi compensi annui da corrispondere ai componenti.

## 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

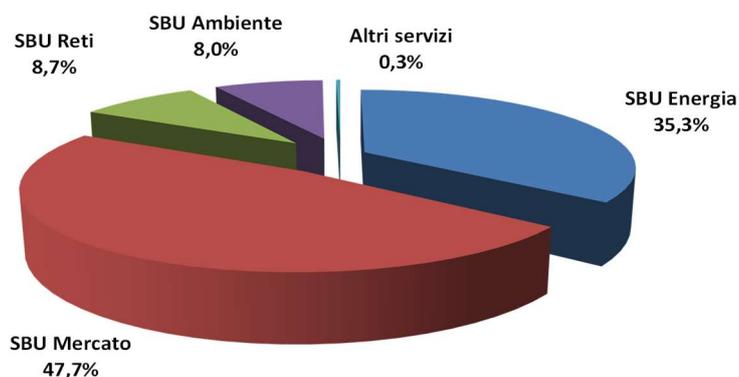
	migliaia di euro		
	Primo semestre 2022	Primo semestre 2021 Rideterminato	Var. %
<b>Ricavi</b>			
Ricavi per beni e servizi	3.650.475	1.965.489	85,7
Altri proventi	61.138	38.293	59,7
<b>Totale ricavi</b>	<b>3.711.613</b>	<b>2.003.782</b>	<b>85,2</b>
<b>Costi operativi</b>			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(2.134.848)	(562.083)	(*)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(728.639)	(663.309)	9,8
Oneri diversi di gestione	(49.246)	(34.879)	41,2
Costi per lavori interni capitalizzati	21.649	20.714	4,5
Costo del personale	(257.798)	(247.971)	4,0
<b>Totale costi operativi</b>	<b>(3.148.882)</b>	<b>(1.487.528)</b>	<b>(*)</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>562.731</b>	<b>516.254</b>	<b>9,0</b>
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>			
Ammortamenti	(251.585)	(228.172)	10,3
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(35.644)	(33.662)	5,9
Altri accantonamenti e svalutazioni	7.414	(4.198)	(*)
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>	<b>(279.815)</b>	<b>(266.032)</b>	<b>5,2</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>282.916</b>	<b>250.222</b>	<b>13,1</b>
<b>Gestione finanziaria</b>			
Proventi finanziari	5.764	26.964	(78,6)
Oneri finanziari	(37.465)	(41.603)	(9,9)
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>(31.701)</b>	<b>(14.639)</b>	<b>(*)</b>
Rettifica di valore di partecipazioni	(13)	1.305	(*)
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	5.863	5.372	9,1
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>257.065</b>	<b>242.260</b>	<b>6,1</b>
Imposte sul reddito	(104.424)	(33.987)	(*)
<b>Risultato netto delle attività in continuità</b>	<b>152.641</b>	<b>208.273</b>	<b>(26,7)</b>
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>152.641</b>	<b>208.273</b>	<b>(26,7)</b>
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	133.318	193.102	(31,0)
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	19.323	15.171	27,4

(\*) Variazione superiore al 100%

I dati comparativi del Primo semestre 2021 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*) delle società della Divisione Ambiente di Unieco, di Futura e di I.Blu, avvenuta al termine del 2021. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

## Ricavi

Al 30 giugno 2022 il Gruppo ha conseguito ricavi per 3.711,6 milioni di euro in aumento del +85,2% rispetto ai 2.003,8 milioni di euro del primo semestre 2021. I principali fattori di incremento sono riferibili ai maggiori ricavi energetici, influenzati per oltre 1.400 milioni di euro dall'incremento dei prezzi delle commodities e per circa 16 milioni di euro da effetto climatico e consumi. Contribuiscono inoltre alla variazione del fatturato, per circa 125 milioni di euro, le attività di riqualificazione energetica e ristrutturazione degli edifici, favorite dalle agevolazioni fiscali (bonus facciate e superbonus 110%). Infine, le variazioni di perimetro incidono sui ricavi per 27 milioni di euro, in gran parte riferibili al consolidamento di Puglia Holding (ora Iren Green Generation).

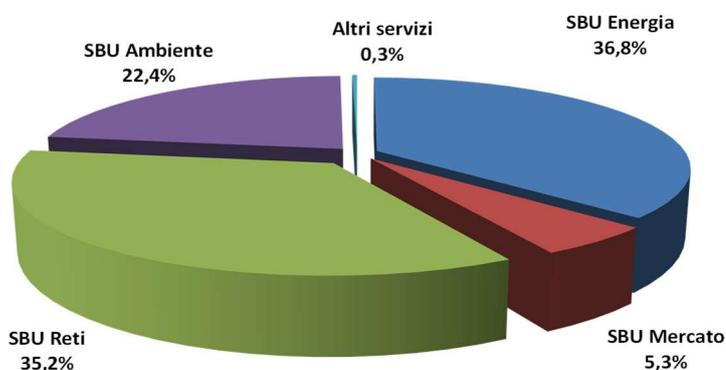


## Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 562,7 milioni di euro, in aumento del +9,0% rispetto ai 516,3 milioni di euro del primo semestre 2021.

Contribuisce positivamente al miglioramento del margine l'andamento dello scenario energetico caratterizzato da un prezzo dell'energia elettrica e dell'energia termica in forte incremento rispetto al primo semestre 2021. Infatti, la gestione integrata della filiera energetica ha consentito, in un contesto molto volatile, dinamiche compensative tra gli effetti positivi (marginari della produzione elettrica e del calore in aumento, corrispettivi per il capacity market) e gli effetti negativi (marginari della vendita di gas e energia elettrica in significativa flessione, forte diminuzione dei volumi prodotti di energia da fonte idroelettrica per effetto della siccità). Influisce positivamente anche la crescita organica correlata agli incrementi tariffari dei servizi a rete legati agli investimenti realizzati per il miglioramento delle infrastrutture, allo sviluppo delle attività connesse ai lavori di riqualificazione energetica e al funzionamento a regime, a seguito dell'ampliamento di capacità, dei biodigestori di Cairo Montenotte e Santhià. Inoltre, l'incremento del margine è riconducibile per 20 milioni di euro all'ampliamento del perimetro di consolidamento riferibile prevalentemente all'acquisizione di Puglia Holding.

Complessivamente l'incremento del margine in riferimento alle singole *business unit* è così suddiviso: Ambiente (+27,7%), Energia (+54,5%), Reti (+4,3%), mentre risulta in forte contrazione la *business unit* Mercato (-68,0%); quest'ultimo trend è da correlare all'aumento della BU Energia nella logica di gestione integrata della filiera energetica.



### **Risultato operativo**

Il risultato operativo è pari a 282,9 milioni di euro, in aumento del +13,1% rispetto ai 250,2 milioni di euro del primo semestre 2021. Nel periodo si sono registrati maggiori ammortamenti per 23,4 milioni di euro, relativi all'entrata in esercizio di nuovi investimenti e all'ampliamento del perimetro di consolidamento e maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per 2,0 milioni di euro. Si rilevano inoltre maggiori rilasci di fondi per 11 milioni di euro, relativi principalmente al venir meno di contenziosi con fornitori.

### **Gestione finanziaria**

Il risultato della gestione finanziaria esprime un saldo di oneri finanziari netti di 31,7 milioni di euro; nel periodo comparativo il dato si attestava a 14,6 milioni.

La variazione è principalmente riconducibile ai minori proventi finanziari, che ammontano a 5,8 milioni contro i 27,0 milioni del primo semestre 2021, che comprendevano un provento derivante dall'estinzione anticipata di passività finanziarie.

Dal lato degli oneri finanziari si assiste a un decremento di 4,1 milioni di euro (37,5 milioni nel primo semestre 2022 contro i 41,6 milioni dell'analogo periodo 2021), al quale contribuiscono i minori oneri di attualizzazione dei fondi oneri.

### **Rettifica di valore di partecipazioni**

La voce, di importo minimale nel primo semestre 2022, si riferisce alla svalutazione di quote di una partecipata della business unit Mercato. Nel periodo comparativo l'importo di 1,3 milioni di euro si riferiva alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione del controllo, dell'interessenza pregressa in Futura.

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

La voce, che si attesta a +5,9 milioni di euro (+5,4 milioni nel primo semestre 2021) comprende il pro-quota dei risultati delle società collegate del Gruppo, i più rilevanti dei quali riguardano Valle Dora Energia (collegata sino a maggio 2022, in seguito controllata), ASA e Sienambiente.

### **Risultato prima delle imposte**

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte si attesta a 257,1 milioni di euro (242,3 milioni nel primo semestre 2022).

### **Imposte sul reddito**

Le imposte sul reddito del periodo sono pari a 73,9 milioni di euro, in aumento rispetto ai 34,0 milioni del periodo comparativo, che includevano un provento fiscale non ricorrente di 32,3 milioni legato all'esercizio dell'opzione sui riallineamenti dei valori contabili e fiscali di cui al DL n. 104/20 (c.d. "DL Agosto").

Il tax rate del primo semestre 2022 si attesta al 28,8% e la voce accoglie inoltre la miglior stima degli effetti della misura di cui all'articolo 37 del DL 21/2022, che prevede un prelievo non ricorrente quale "contributo straordinario contro il caro bollette" pari al 25% degli "extra-profitti" delle imprese operanti nel settore energetico. Per il Gruppo il contributo complessivo è 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 152,6 milioni di euro, in riduzione del 26,7% rispetto al risultato dell'analogo periodo 2021.

Il dato è riconducibile al risultato di pertinenza degli azionisti per 133,3 milioni, mentre l'utile attribuibile alle minoranze è pari a 19,3 milioni.

## Situazione patrimoniale e finanziaria

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	30.06.2022	31.12.2021 Rideterminato	Var. %
Attivo immobilizzato	7.276.214	7.026.225	3,6
Altre attività (Passività) non correnti	(460.496)	(458.642)	0,4
Capitale circolante netto	(81.271)	(222.501)	(63,5)
Attività (Passività) per imposte differite	257.823	238.847	7,9
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(661.751)	(728.898)	(9,2)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	1.144	1.144	-
<b>Capitale investito netto</b>	<b>6.331.663</b>	<b>5.856.175</b>	<b>8,1</b>
Patrimonio netto	2.933.397	2.950.354	(0,6)
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(143.912)</i>	<i>(131.766)</i>	<i>9,2</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>3.656.232</i>	<i>3.549.612</i>	<i>3,0</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	3.512.320	3.417.846	2,8
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(859.081)</i>	<i>(979.612)</i>	<i>(12,3)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>745.027</i>	<i>467.587</i>	<i>59,3</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(114.054)	(512.025)	(77,7)
Indebitamento finanziario netto	3.398.266	2.905.821	16,9
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>	<b>6.331.663</b>	<b>5.856.175</b>	<b>8,1</b>

I dati comparativi al 31 dicembre 2021 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 Sidren, avvenuta al termine del primo semestre 2022. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

(1) 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 2022 ammonta a 7.276,2 milioni di euro, incrementatosi rispetto al 31 dicembre 2021, quando era pari a 7.026,2 milioni. L'aumento (+250,0 milioni) è principalmente da ricondursi all'effetto delle seguenti determinanti:

- gli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali ed immateriali (+337,8 milioni) e gli ammortamenti (-251,6 milioni) del periodo;
- l'incremento della partecipazione nella collegata SEI Toscana (28,1 milioni) e l'acquisto della partecipazione in Romeo Gas (16,4 milioni), società detentrici di concessioni della distribuzione gas di interesse del Gruppo;
- i nuovi *assets* derivanti dalle operazioni di M&A del periodo: i parchi fotovoltaici in alcune località pugliesi, comprensivi di avviamento, di Puglia Holding (166,0 milioni), gli impianti di generazione idroelettrica di Valle Dora Energia (21,6 milioni), l'avviamento riferito al business di Alegas (20,5 milioni) e gli *assets* di trattamento rifiuti di CRCM, acquisiti nell'ambito dell'operazione Valdarno Ambiente (3,2 milioni);
- la variazione del portafoglio dei diritti di emissione di CO<sub>2</sub>, fra acquisti del periodo e annullamento per obbligo (-100,5 milioni);
- la rilevazione di diritti d'uso in applicazione dell'IFRS 16 – *Leases* per 9,0 milioni, riferiti in gran parte a contratti di locazione e noleggio di fabbricati 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, negativo, risulta in aumento di 141,2 milioni di euro, attestandosi a -81,3 milioni contro i -222,5 milioni di fine 2021. La variazione è da imputarsi ai crediti commerciali e alle rimanenze di gas in stoccaggio, parzialmente compensato dalla stima delle imposte del periodo.

Il saldo patrimoniale della fiscalità differita netta si decrementa attestandosi a 257,9 milioni di euro (238,8 milioni al 31 dicembre 2021), in ragione dell'effetto fiscale sulla variazione del fair value dei derivati su tassi e commodities.

I "Fondi Rischi e Benefici ai Dipendenti" ammontano a 661,8 milioni di euro e risultano in diminuzione rispetto al dato di fine 2021 (pari a 728,9 milioni) a seguito dell'adempimento all'obbligo relativo ai diritti di emissione CO2 del periodo e degli utilizzi e rilasci di rischi stanziati, superiori agli accantonamenti del periodo.

Il Patrimonio Netto ammonta a 2.933,4 milioni di euro, contro i 2.950,4 milioni del 31 dicembre 2021 (-17,0 milioni). La variazione è riferita al risultato netto (+152,6 milioni), ai dividendi deliberati (-164,7 milioni) all'andamento della riserva *cash flow hedge* legata agli strumenti derivati di copertura tasso e *commodities* (-7,0 milioni) e ad altre variazioni (2,1 milioni).

L'Indebitamento Finanziario Netto si attesta a 3.398,3 milioni di euro al 30 giugno 2022, in aumento (+16,9%) rispetto al dato del 31 dicembre 2021. Al riguardo, il flusso di cassa generato dall'attività operativa ha contribuito a mitigare l'effetto degli esborsi effettuati a fronte degli investimenti e delle operazioni di M&A del periodo e dei dividendi erogati. 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 2022	Primo semestre 2021 Rideterminato	Var. %
<b>(Indebitamento) Finanziario Netto iniziale</b>	<b>(2.905.821)</b>	<b>(2.948.241)</b>	<b>(1,4)</b>
Risultato del periodo	152.641	208.273	(26,7)
Rettifiche per movimenti non finanziari	525.038	374.951	40,0
Erogazioni benefici ai dipendenti	(4.879)	(4.918)	(0,8)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(24.175)	(9.714)	(*)
Variazione altre attività/passività non correnti	1.543	(12.214)	(*)
Imposte pagate	(128.708)	(42.630)	(*)
Acquisto ETS	(42.638)	(43.619)	(2,2)
Flussi finanziari per transazioni su mercati derivati commodities	(30.850)	18.475	(*)
Altre variazioni patrimoniali	265	(1.365)	(*)
Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(154.342)	(80.575)	91,6
<b>Cash flow operativo</b>	<b>293.895</b>	<b>406.664</b>	<b>(27,7)</b>
Investimenti in attività materiali e immateriali	(337.795)	(279.130)	21,0
Investimenti in attività finanziarie	(39.892)	(1.701)	(*)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	659	2.743	(76,0)
Variazione area di consolidamento	(238.997)	(24.862)	(*)
Dividendi incassati	1.705	1.604	6,3
<b>Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>(614.320)</b>	<b>(301.346)</b>	<b>(*)</b>
<b>Free cash flow</b>	<b>(320.425)</b>	<b>105.318</b>	<b>(*)</b>
Flusso finanziario del capitale proprio	(164.710)	(153.374)	7,4
Altre variazioni	(7.310)	37.790	(*)
<b>Variazione (Indebitamento) Finanziario Netto</b>	<b>(492.445)</b>	<b>(10.266)</b>	<b>(*)</b>
<b>(Indebitamento) Finanziario Netto finale</b>	<b>(3.398.266)</b>	<b>(2.958.507)</b>	<b>14,9</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

I dati comparativi del Primo semestre 2021 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*) delle società della Divisione Ambiente di Unieco, di Futura e di I.Blu, avvenuta al termine del 2021. 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 2021, pari a +492,4 milioni di euro, deriva dalle seguenti determinanti:

- un *cash flow operativo* pari a +293,9 milioni, in diminuzione del 27,7% rispetto al primo semestre 2021;
- un *flusso finanziario da attività di investimento* di -614,3 milioni che comprende in particolare gli investimenti tecnici del periodo (337,8 milioni, superiori del 21,1% rispetto all'analogo periodo 2021), gli acquisti di partecipazioni di minoranza (39,9 milioni) e, alla voce "Variazione area di consolidamento", il corrispettivo pagato, comprensivo dell'indebitamento finanziario netto assunto, per l'acquisto delle partecipazioni in Puglia Holding (180,3 milioni), Valdarno Ambiente (10,4 milioni), Alegas (32,8 milioni) e Valle Dora Energia (15,5 milioni). Il dato del primo semestre 2021, pari a 24,8 milioni, era relativo all'acquisizione di Futura;
- un *flusso finanziario del capitale proprio* pari a -164,7 milioni riferito all'erogazione di dividendi del periodo. Il dato del primo semestre 2021 (-153,4 milioni) comprendeva anche gli acquisti di azioni proprie per 4,1 milioni;
- la voce *altre variazioni*, pari a -7,3 milioni (+37,8 milioni nel periodo comparativo), riferita principalmente all'effetto combinato della variazione positiva del *fair value* degli strumenti derivati di copertura dal rischio tasso e *commodity* (più rilevante nel primo semestre 2022) e degli interessi pagati.

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 2022".

## 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, calore 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 2021 rideterminati e i conti economici del primo semestre 2022 (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del primo semestre 2021 rideterminati. Al 30 giugno 2022 le attività non regolate contribuiscono alla formazione del margine operativo lordo per il 17% (31% al 30 giugno 2021), le attività regolate pesano per il 54% (sostanzialmente in linea rispetto al 53% del corrispondente periodo 2021), mentre le attività semi regolate contribuiscono per il 29% (16% nel primo semestre 2021).

## Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2022

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.192	1.295	2.183	299	35	272	<b>7.276</b>
Capitale circolante netto	81	96	117	(392)	17	-	<b>(81)</b>
Altre attività e passività non correnti	(611)	(201)	(76)	23	2	-	<b>(863)</b>
<b>Capitale investito netto (CIN)</b>	<b>2.662</b>	<b>1.190</b>	<b>2.224</b>	<b>(70)</b>	<b>54</b>	<b>272</b>	<b>6.332</b>
<b>Patrimonio netto</b>							<b>2.933</b>
<b>Posizione Finanziaria netta</b>							<b>3.398</b>
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>							<b>6.332</b>

## Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2021 rideterminato

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.132	1.277	2.108	258	26	226	<b>7.027</b>
Capitale circolante netto	(60)	91	29	(286)	3	-	<b>(223)</b>
Altre attività e passività non correnti	(606)	(198)	(125)	(21)	3	-	<b>(948)</b>
<b>Capitale investito netto (CIN)</b>	<b>2.466</b>	<b>1.170</b>	<b>2.012</b>	<b>(49)</b>	<b>32</b>	<b>226</b>	<b>5.856</b>
<b>Patrimonio netto</b>							<b>2.950</b>
<b>Posizione Finanziaria netta</b>							<b>2.906</b>
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>							<b>5.856</b>

## Conto Economico per settori di attività I Semestre 2022

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	528	486	2.139	2.888	14	(2.343)	3.712
Totale costi operativi	(330)	(360)	(1.932)	(2.858)	(12)	2.343	(3.149)
<b>Margine Operativo Lordo (EBITDA)</b>	<b>198</b>	<b>126</b>	<b>207</b>	<b>30</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>563</b>
<b>Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni</b>	<b>(99)</b>	<b>(63)</b>	<b>(63)</b>	<b>(54)</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>(280)</b>
<b>Risultato operativo (EBIT)</b>	<b>99</b>	<b>63</b>	<b>144</b>	<b>(24)</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>283</b>

## Conto Economico per settori di attività I Semestre 2021 rideterminato

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	442	435	715	1.159	10	(757)	2.004
Totale costi operativi	(252)	(337)	(581)	(1.066)	(9)	757	(1.488)
<b>Margine Operativo Lordo (EBITDA)</b>	<b>190</b>	<b>98</b>	<b>134</b>	<b>93</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>516</b>
<b>Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni</b>	<b>(96)</b>	<b>(55)</b>	<b>(70)</b>	<b>(44)</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>(266)</b>
<b>Risultato operativo (EBIT)</b>	<b>94</b>	<b>43</b>	<b>64</b>	<b>49</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>250</b>

## SBU Reti

Al 30 giugno 2022 il settore di attività Reti, che comprende i business della Distribuzione Gas, Energia Elettrica e del Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 527,9 milioni di euro, in aumento del +19,6% rispetto ai 441,5 milioni di euro del primo semestre 2021. L'incremento dei ricavi è riconducibile per circa 34 milioni di euro all'effetto generato dalla contabilizzazione sul 2021, sia tra i ricavi che tra i costi, dell'obbligo dei certificati di efficienza energetica (TEE) relativi ad esercizi precedenti, e non più ripetibile. Si registrano inoltre aumenti dei ricavi correlati alla costruzione di beni in concessione ricadenti nell'ambito dell'IFRIC 12, e sopravvenienze attive correlate alla sentenza del Consiglio di Stato in merito a riconoscimenti tariffari di esercizi precedenti.

Il margine operativo lordo ammonta a 198,0 milioni di euro in aumento del +4,3% rispetto ai 189,8 milioni di euro del primo semestre 2021, mentre il risultato operativo è pari a 99,4 milioni di euro in aumento del +6,3% rispetto ai 93,5 milioni del primo semestre 2021.

La dinamica del risultato operativo è stata caratterizzata da maggiori ammortamenti per circa 4 milioni di euro, correlati ai crescenti investimenti, e a minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per circa 2 milioni di euro.

		Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	527,9	441,5	19,6
Margine operativo lordo	€/mil.	198,0	189,8	4,3
% sui ricavi		37,5%	43,0%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 37,3	40,1	(7,0)
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 40,9	45,8	(10,6)
	<i>da Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 119,8	104,0	15,3
Risultato Operativo	€/mil.	99,4	93,5	6,3
Investimenti	€/mil.	130,1	113,8	14,3
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 25,2	22,5	12,2
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 16,7	19,1	(12,9)
	<i>in Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 84,6	70,3	20,2
	<i>Altro</i>	€/mil. 3,7	1,9	92,5
Energia elettrica distribuita	GWh	1.820,8	1.807,8	0,7
Gas distribuito	Mmc	713,7	777,3	(8,2)
Acqua Venduta	Mmc	83,9	86,1	(2,6)

### SBU Reti - Energia elettrica

Il margine operativo lordo ammonta a 37,3 milioni di euro in diminuzione del -7,0% rispetto ai 40,1 milioni di euro del primo semestre 2021. La flessione della marginalità è riconducibile alla contrazione del vincolo dei ricavi caratterizzato da una riduzione della remunerazione del capitale investito (WACC) prevista dai provvedimenti tariffari ARERA, soltanto parzialmente compensato dall'effetto positivo dei maggiori investimenti, e da penali relative alla qualità tecnica riferibili ad esercizi pregressi.

Gli investimenti effettuati ammontano a 25,2 milioni di euro in aumento del +12,2% rispetto ai 22,5 milioni di euro del primo semestre 2021, inerenti principalmente agli allacciamenti, alle attività di resilienza della rete di distribuzione, alla costruzione di nuove cabine e linee BT/MT oltre all'avvio del piano di sostituzione dei contatori elettronici con tecnologia 2G.

### SBU Reti - Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo è stato pari a 40,9 milioni di euro, in diminuzione del -10,6% rispetto ai 45,8 milioni di euro del primo semestre 2021. La flessione del margine è riconducibile ad una contrazione del vincolo ricavi conseguente ad una riduzione del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) prevista ad inizio anno dai provvedimenti tariffari ARERA, e a maggiori costi operativi, fra i quali, principalmente, il maggiore costo del gas impiegato nelle cabine di decompressione e all'effetto di alcune partite straordinarie riferibili ad anni precedenti.

Gli investimenti ammontano a 16,7 milioni di euro, in diminuzione del -12,9% per dinamiche di programmazione stagionale rispetto ai 19,1 milioni di euro del primo semestre 2021, 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 119,8 milioni di euro, in aumento del +15,3% rispetto ai 104 milioni di euro del primo semestre 2021. Il miglioramento del margine è riconducibile principalmente al recepimento delle sentenze del Consiglio di Stato in merito al riconoscimento dei conguagli tariffari relativi ai periodi 2011-2013 e all'incremento del vincolo dei ricavi tariffari (VRG) per effetto dell'aumento del capitale investito (RAB) pur a fronte di una riduzione della remunerazione del capitale investito (WACC) prevista dai provvedimenti tariffari ARERA; tale incremento ha assorbito l'effetto delle gestioni cedute, dei maggiori costi di esercizio ed il venir meno di poste straordinarie legate a risarcimenti assicurativi presenti nell'esercizio precedente.

Gli investimenti ammontano a 84,6 milioni di euro in aumento del +20,2% rispetto ai 70,3 milioni di euro del primo semestre 2021. Si tratta di attività relative alla realizzazione, sviluppo e manutenzione straordinaria di reti e impianti di distribuzione e della rete fognaria, oltre alla posa di gruppi di misura prevalentemente dotati di nuova tecnologia che prevede la telelettura.

Si segnalano inoltre investimenti, trasversali ai tre business di riferimento, per 3,7 milioni di euro nei sistemi informativi e nello sviluppo della mobilità elettrica.

### SBU Ambiente

Al 30 Giugno 2022 i ricavi del settore ammontano a 485,9 milioni di euro, in aumento del +11,6% rispetto ai 435,2 milioni di euro del primo semestre 2021. L'incremento è riconducibile ai ricavi energetici (+22 milioni di euro) per effetto dell'incremento del prezzo dell'energia elettrica, ai ricavi di trattamento e valorizzazione (+12 milioni di euro), ai ricavi di smaltimento (+8 milioni di euro), e ai ricavi da raccolta (+8 milioni di euro).

		Primo semestre 2022	Primo semestre 2021 rideterminato	Variatz. %
Ricavi	€/mil.	485,9	435,2	11,6
Margine operativo lordo	€/mil.	125,9	98,5	27,7
% sui ricavi		25,9%	22,6%	
Risultato Operativo	€/mil.	63,1	43,5	45,2
Investimenti	€/mil.	66,9	47,3	41,4
Energia Elettrica venduta	GWh	240,0	246,6	(2,7)
Energia termica prodotta	GWht	202,5	169,7	19,3
Rifiuti gestiti	ton	1.714.166	1.752.139	(2,2)
Raccolta differenziata area Emilia	%	78,2	78,4	(0,2)
Raccolta differenziata area Piemonte	%	57,9	56,9	1,9
Raccolta differenziata area Liguria	%	73,0	72,9	0,0

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 125,9 milioni di euro in aumento del +27,7% rispetto ai 98,5 milioni di euro del primo semestre 2021. L'incremento del margine è riconducibile al forte miglioramento dei margini energetici a seguito dell'incremento del prezzo di cessione dell'energia elettrica e dell'energia termica, alla raccolta e vendita dei materiali recuperati e al trattamento e valorizzazione dei rifiuti organici principalmente per l'entrata a regime dei Biodigestori di Cairo Montenotte (SV) e Santhià (VC).

Il risultato operativo ammonta a 63,1 milioni di euro in aumento del +45,2% rispetto ai 43,5 milioni di euro del primo semestre 2021. Nel periodo si registrano maggiori ammortamenti per circa 6 milioni di euro e maggiori accantonamenti per circa 2 milioni di euro.

Gli investimenti ammontano a 66,9 milioni di euro, in aumento del +41,4% rispetto ai 47,3 milioni di euro del primo semestre 2021. 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 e riciclo del legno di Vercelli e l'impianto FORSU di Reggio Emilia.

## SBU Energia

Al 30 giugno 2022 i ricavi della SBU Energia, che comprende la produzione di energia elettrica e termica, gestione del teleriscaldamento, illuminazione pubblica ed efficienza energetica, ammontano a 2.138,9 milioni di euro, in forte aumento rispetto ai 714,8 milioni di euro del primo semestre 2021.

L'incremento dei ricavi è da ricondursi principalmente all'aumento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica (circa 1.140 milioni di euro). Risultano in aumento anche i ricavi della produzione di calore per oltre 120 milioni di euro, prevalentemente per l'incremento dei prezzi di vendita correlato ai maggiori costi del combustibile gas, i ricavi delle attività connesse alla riqualificazione energetica e alla ristrutturazione degli edifici favorita dalle agevolazioni fiscali e le attività di gestione dei servizi energetici (+125 milioni di euro). Contribuisce all'aumento dei ricavi il consolidamento dei parchi fotovoltaici (121,5 MW di potenza installata) di Puglia Holding acquisita a inizio anno per circa 27 milioni di euro.

		Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	2.138,9	714,8	(*)
Margine operativo lordo	€/mil.	207,3	134,2	54,5
% sui ricavi		9,7%	18,8%	
Risultato Operativo	€/mil.	144,4	64,6	(*)
Investimenti	€/mil.	63,6	68,1	(6,6)
Energia elettrica prodotta	GWh	4.326,6	4.612,5	(6,2)
<i>da fonte idroelettrica e altre rinnovabili</i>	GWh	466,6	734,8	(36,5)
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	2.992,1	3.130,9	(4,4)
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	867,9	746,8	16,2
Calore prodotto	GWht	1.633,5	1.698,4	(3,8)
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWht	1.457,1	1.456,7	0,0
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWht	176,4	241,8	(27,0)
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	99,0	96,7	2,3

(\*) Variazione superiore al 100%

Al 30 giugno 2022 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 4.326,6 GWh, in diminuzione del-6,2% rispetto ai 4.612,5 GWh del primo semestre 2021.

La produzione elettrica da fonte cogenerativa è stata pari a 2.992,1 GWh, in diminuzione (-4,4%) rispetto ai 3.130,9 GWh del primo semestre 2021, mentre la produzione termoelettrica risulta pari a 867,9 GWh in aumento del +16,2% rispetto ai 746,8 GWh del primo semestre 2021.

La produzione da fonti rinnovabili è stata pari a 466,6 GWh in flessione del -36,5% rispetto ai 734,8 GWh del primo semestre 2021. La flessione è da ricondursi alla produzione idroelettrica che è risultata pari a 361,4 GWh rispetto ai 724,1 GWh (-50%) del corrispondente periodo 2021, a causa della scarsa idraulicità del periodo. Risulta invece in aumento la produzione fotovoltaica pari a 105,2 GWh (10,7 GWh nel primo semestre 2021) grazie alle produzioni degli impianti di Puglia Holding.

Il calore prodotto ammonta a 1.633,5 GWht in diminuzione del -3,8% rispetto al 1.698,4 GWht del primo semestre 2021.

Le volumetrie teleriscaldato ammontano a 99,0 Mmc in aumento del +2,3% rispetto ai 96,7 Mmc del corrispondente periodo 2021.

La domanda nazionale di energia elettrica è risultata pari a 155,9 TWh, rispetto ai 154,9 TWh del primo semestre 2021 (+0,6%).

Il margine operativo lordo ammonta a 207,3 milioni di euro in aumento del +54,5% rispetto ai 134,2 milioni di euro del primo semestre 2021.

L'andamento dello scenario energetico è stato caratterizzato da un forte incremento dei prezzi dell'energia elettrica e del gas impiegato come materia prima nelle attività di Generazione. Tali dinamiche hanno comportato un incremento dei margini di generazione di cui hanno beneficiato i settori della Cogenerazione Elettrica e Calore e del Termoelettrico.

Risulta invece in peggioramento il margine della produzione Idroelettrica, che nonostante il forte incremento dei prezzi di cessione ha subito una forte riduzione delle quantità prodotte a causa del basso livello dei bacini a fine anno 2021 e della perdurante carenza di idraulicità nel corso del primo semestre 2022, determinando anche una riduzione del numero di certificati verdi conseguiti. Questi effetti sono in parte mitigati dal maggior margine del Fotovoltaico grazie all'entrata nel perimetro di consolidamento degli impianti di Puglia Holding, che contribuiscono al margine operativo lordo del periodo per circa 18 milioni di euro.

Si evidenziano inoltre gli effetti positivi legati al riconoscimento del Capacity Market che il Gruppo si è aggiudicato tramite le aste competitive gestite da Terna. Si segnala che da inizio anno è cessato il riconoscimento dei certificati di efficienza energetica all'impianto cogenerativo di Torino Nord, che avevano contribuito al margine operativo lordo del primo semestre 2021 per circa 15 milioni di euro.

Le attività legate all'Efficienza Energetica fanno registrare un miglioramento di +12 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo 2021, grazie allo sviluppo delle attività connesse ai lavori di riqualificazione energetica (Superbonus 110%).

Il risultato operativo ammonta a 144,4 milioni di euro e risulta in aumento del +120,6% rispetto ai 64,6 milioni di euro del primo semestre 2021. Concorrono al forte incremento, oltre alla dinamica del margine operativo lordo, il maggiore rilascio di fondi per circa 10 milioni di euro, relativo a pendenze risolte con fornitori/enti per le quali quindi non sussiste più la necessità di mantenere in essere i correlati accantonamenti, maggiori ammortamenti per circa 5 milioni di euro e minori accantonamenti a fondi rischi per circa 2 milioni di euro.

Gli investimenti ammontano a 63,6 milioni di euro in diminuzione del -6,6% rispetto ai 68,1 milioni di euro del primo semestre 2021. Tra i principali si evidenziano il repowering della centrale termoelettrica di Turbigo e lo sviluppo delle reti del teleriscaldamento.

## **SBU Mercato**

Al 30 giugno 2022 i ricavi del settore ammontano a 2.887,9 milioni di euro, in aumento del +149,2% rispetto ai 1.159,0 milioni di euro del primo semestre 2021. L'incremento del fatturato è riconducibile prevalentemente al forte incremento dei prezzi sia del gas che dell'energia elettrica e in minor misura alle maggiori quantità vendute di energia elettrica.

Il margine operativo lordo ammonta a 29,6 milioni di euro in flessione del -68,0% rispetto ai 92,5 milioni di euro del primo semestre 2021, che si era caratterizzato per una marginalità straordinariamente positiva e non replicabile nei periodi successivi. La forte contrazione della marginalità è prevalentemente attribuibile alla vendita di energia elettrica, che presenta un margine operativo lordo negativo a -30,8 milioni di euro, mentre il gas, pur in sensibile contrazione, ha risentito in minor misura dello scenario energetico sfavorevole.

Contribuisce positivamente al margine il settore degli altri servizi grazie ad un importante sviluppo dei servizi e prodotti accessori commercializzati (e-mobility, caldaie, manutenzione impianti energetici, ecc.).

Il risultato operativo è negativo e ammonta a -24,5 milioni di euro, in forte flessione rispetto ai 48,5 milioni di euro del primo semestre 2021. Nel corso del periodo si sono registrati maggiori ammortamenti per circa 6 milioni di euro e maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per circa 3 milioni di euro.

		Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %	
Ricavi	€/mil.	2.887,9	1.159,0	(*)	
Margine operativo lordo	€/mil.	29,6	92,5	(68,0)	
% sui ricavi		1,0%	8,0%		
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	21,2	(*)	
	<i>da Gas</i>	€/mil.	67,6	(20,6)	
	<i>da Calore e altri servizi</i>	€/mil.	3,7	82,5	
Risultato Operativo	€/mil.	-24,5	48,5	(*)	
Investimenti		45,6	32,3	41,3	
Energia Elettrica Venduta	GWh	4.644,8	3.397,9	36,7	
Gas Acquistato	Mmc	1.523,8	1.535,6	(0,8)	
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	585,2	585,2	0,0
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	804,7	839,7	(4,2)
	<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc	133,9	110,7	21,0

(\*) Variazione superiore al 100%

#### Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica sul mercato libero ammontano a 4.510,4 GWh, in aumento del +40,3% rispetto ai 3.215,9 GWh del primo semestre 2021.

L'incremento del mercato libero ha riguardato tutti i segmenti con la sola eccezione del segmento Business; in particolare il segmento dei grossisti registra vendite pari a 1.884,4 GWh (+126,8%), il segmento degli small business presenta vendite pari a 518 GWh (+95,7%), anche grazie ai maggiori quantitativi derivanti dalle aste della tutela graduale residenziale, mentre il segmento retail si attesta a 971,1 GWh venduti (+39,3%). In flessione risulta invece il segmento Business (-20,1%) con vendite che si attestano a 1.137 GWh. Le vendite del mercato tutelato ammontano a 134,4 GWh in flessione del -26,2% rispetto ai 182 GWh del primo semestre 2021.

Il margine operativo lordo della vendita di energia elettrica risulta negativo e pari a -30,8 milioni di euro, rispetto ai +21,2 milioni di euro del primo semestre 2021. La forte contrazione è riconducibile, oltre che ad un effetto scenario negativo, anche al combinarsi di due fattori quali il venir meno dei volumi in natural hedging della produzione idroelettrica della BU Energia, caratterizzata da un forte riduzione della produzione (-50%), e l'effetto di bilanciamento dei profili di consumo dei clienti retail con contratti a prezzo fisso. L'effetto combinato dei due fattori ha comportato il ricorso al mercato spot per l'approvvigionamento della materia prima a prezzi elevati, con risultato fortemente negativo sulla marginalità. Gli effetti di cui sopra sono stati parzialmente compensati dalla politica commerciale adottata.

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

	Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %
<i>Business</i>	1.137,0	1.423,3	(20,1)
<i>Small business</i>	518,0	264,7	(*)
<i>Retail</i>	971,1	697,1	39,3
<i>Grossisti</i>	1.884,4	830,8	(*)
<b>Mercato libero</b>	<b>4.510,4</b>	<b>3.215,9</b>	<b>40,3</b>
<b>Mercato tutelato</b>	<b>134,4</b>	<b>182,0</b>	<b>(26,2)</b>
<b>Totale Energia elettrica commercializzata</b>	<b>4.644,8</b>	<b>3.397,9</b>	<b>36,7</b>

#### Commercializzazione Gas Naturale

I volumi acquistati ammontano a 1.523,8 Mmc in diminuzione del -0,8% rispetto ai 1.535,6 Mmc del primo semestre 2021.

Il gas commercializzato dal Gruppo ammonta a 585,2 Mmc in linea con i quantitativi commercializzati nel primo semestre 2021.

Il gas impiegato per consumi interni al Gruppo ammonta a 804,7 Mmc, in diminuzione del -4,2% rispetto agli 839,7 Mmc del primo semestre 2021.

Il margine operativo lordo della vendita gas ammonta a 53,7 milioni di euro in flessione del -20,6% rispetto ai 67,6 milioni di euro del primo semestre 2021.

La flessione del margine, già manifestatasi nel primo trimestre, è da ricondursi allo scenario energetico ed in particolare ai maggiori costi di sbilanciamento dovuti all'andamento climatico atipico del periodo di marzo/aprile 2022, caratterizzato da diversi picchi con temperature molto basse non prevedibili. Detti effetti sono parzialmente compensati dalle politiche commerciali adottate.

#### Vendita calore e altri servizi

La vendita calore e altri servizi presenta un margine operativo lordo di 6,7 milioni di euro, in forte miglioramento rispetto ai 3,7 milioni di euro del primo semestre 2021. La variazione positiva è da ricondursi principalmente alle attività commerciali di Iren Plus e Iren GO, le due linee di business di commercializzazione di beni e servizi accessori alla fornitura delle commodities e della mobilità elettrica.

Gli investimenti della SBU Mercato ammontano a 45,6 milioni di euro in aumento del +41,3% rispetto ai 32,3 milioni di euro del primo semestre 2021.

#### Altri servizi

Al 30 giugno 2022 i ricavi del settore, che comprende le attività dei laboratori di analisi, le telecomunicazioni e altre attività minori, ammontano a 13,5 milioni di euro e risultano in aumento del +41,2% rispetto ai 9,6 milioni di euro del primo semestre 2021.

		Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	13,5	9,6	41,2
Margine operativo lordo	€/mil.	1,9	1,2	60,8
% sui ricavi		14,2%	12,5%	
Risultato Operativo	€/mil.	0,4	0,2	50,9
Investimenti	€/mil.	31,7	17,7	79,3

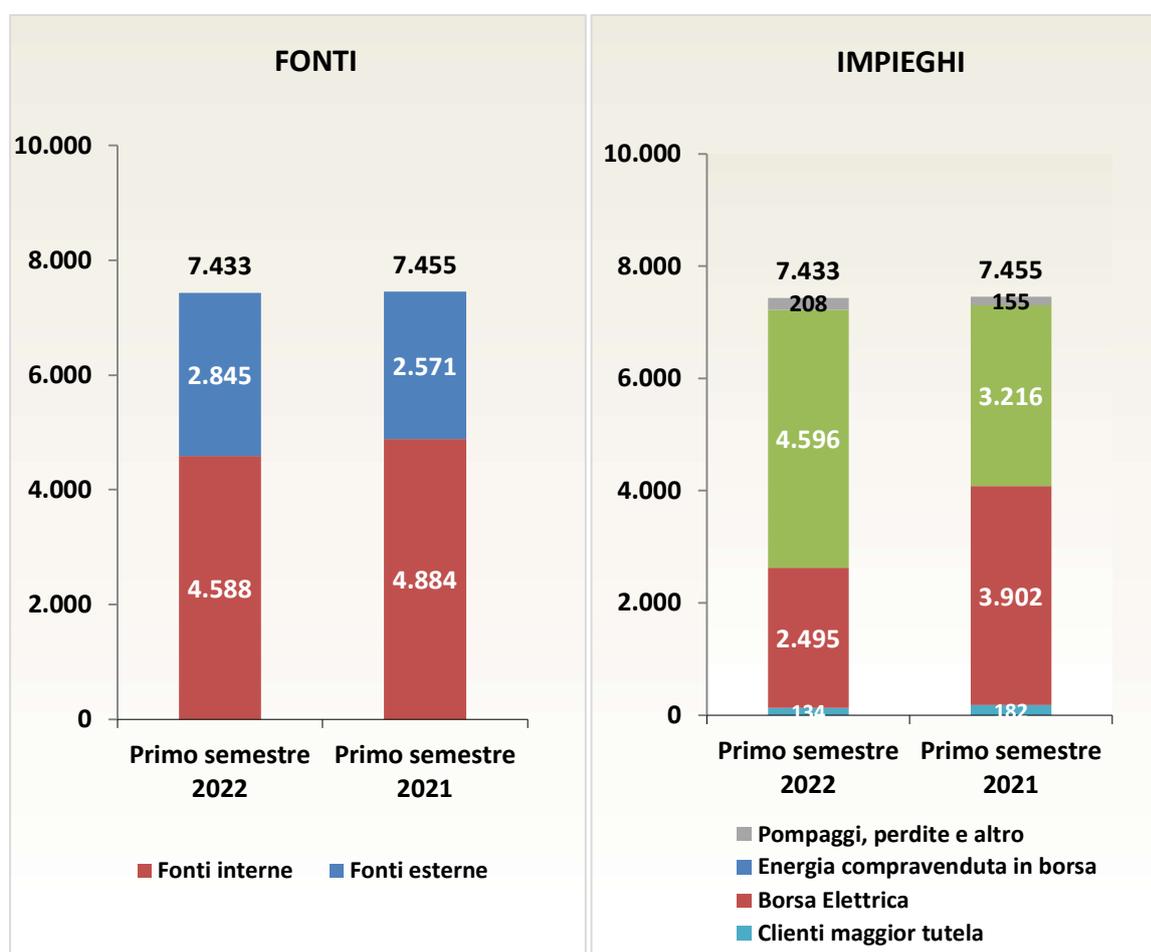
Il margine operativo lordo ammonta a 1,9 milioni di euro in miglioramento rispetto ai 1,2 milioni di euro dell'esercizio 2021.

Gli investimenti di periodo ammontano a 31,7 milioni di euro in aumento rispetto ai 17,7 milioni di euro del primo semestre 2021 e sono relativi principalmente a sistemi informativi, automezzi e immobili.

## BILANCI ENERGETICI

### Bilancio dell'energia elettrica

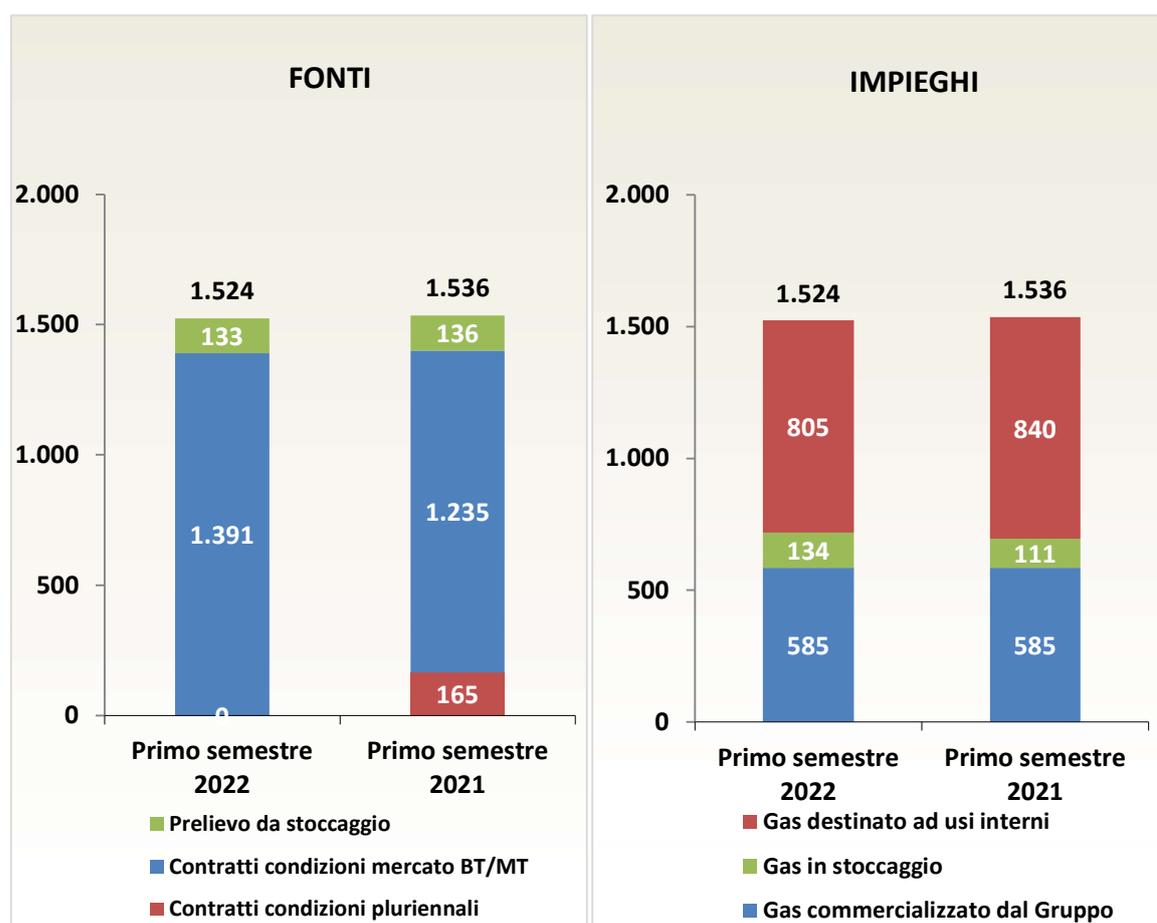
GWh	Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %
<b>FONTI</b>			
Produzione lorda del Gruppo	4.588,1	4.883,5	(6,0)
<i>a) Idroelettrica e altre rinnovabili</i>	466,6	734,8	(36,5)
<i>b) Cogenerativa</i>	2.992,1	3.130,9	(4,4)
<i>c) Termoelettrica</i>	867,9	746,8	16,2
<i>d) Produzione da WTE e discariche</i>	261,6	271,0	(3,5)
Acquisto da Acquirente Unico	148,1	200,6	(26,2)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	2.578,8	2.130,4	21,0
Acquisto energia da grossisti e importazioni	118,1	240,1	(50,8)
<b>Totale Fonti</b>	<b>7.433,1</b>	<b>7.454,7</b>	<b>(0,3)</b>
<b>IMPIEGHI</b>			
Vendite a clienti di maggior tutela	134,4	182,0	(26,2)
Vendite a clienti finali e grossisti	4.596,0	3.215,9	42,9
Vendite in Borsa Elettrica	2.494,7	3.901,6	(36,1)
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	208,0	155,2	0,3
<b>Totale Impieghi</b>	<b>7.433,1</b>	<b>7.454,7</b>	<b>(0,3)</b>



## Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %
<b>FONTI</b>			
Contratti con condizioni pluriennali	0,0	165,0	(100,0)
Contratti con condizioni mercato a breve e medio periodo	1.390,8	1.234,9	12,6
Prelievi da stoccaggio	133,0	135,7	(2,0)
<b>Totale Fonti</b>	<b>1.523,8</b>	<b>1.535,6</b>	<b>(0,8)</b>
<b>IMPIEGHI</b>			
Gas commercializzato dal Gruppo	585,2	585,2	0,0
Gas destinato ad usi interni (1)	804,7	839,7	(4,2)
Gas in stoccaggio	133,9	110,7	21,0
<b>Totale Impieghi</b>	<b>1.523,8</b>	<b>1.535,6</b>	<b>(0,8)</b>

(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 2022 la parte a breve termine della curva dei tassi, dopo un lungo periodo di stabilità su livelli di minimo, ha fatto registrare un repentino movimento di crescita, che si è accentuato a partire dal mese di marzo. Anche la parte a medio/lungo termine dei tassi, in misura ancora più evidente, presenta un deciso trend rialzista, incorporando le spinte inflazionistiche e le conseguenti manovre attese di politica monetaria.

La Banca Centrale Europea, che manteneva i tassi invariati da marzo 2016, ha eseguito un rialzo di 0,5% nel mese di luglio 2022; in merito, sono attesi nuovi rialzi entro la fine dell'anno. Esaminando il tasso euribor a sei mesi si rileva che il parametro ha abbandonato il territorio negativo e ha raggiunto il livello pari a 0,6%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell'IRS, a seguito dei forti rialzi hanno toccato livelli del 2,5%, che non si registravano da 10 anni anche per scadenze di medio e lungo termine.

## Attività svolta

Nel corso del primo semestre 2022 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 2022 si evidenzia che, come descritto nei "Fatti di rilievo del periodo", nel mese di marzo è stato sottoscritto un contratto di finanziamento con CEB (Council of Europe Development Bank – Banca di Sviluppo del Consiglio d'Europa) di 80 milioni di euro a supporto del piano di investimenti per lo sviluppo e l'efficientamento della rete di teleriscaldamento nell'area di Torino. Includendo tale prestito, i finanziamenti diretti con BEI e CEB, con durata fino a 16 anni, non utilizzati e disponibili risultano pari complessivamente a 375 milioni di euro.

In coerenza con quanto previsto nel nuovo Sustainability Financing Framework, pubblicato a marzo, sono stati inoltre negoziati nuovi finanziamenti *term loan* di tipologia ESG Linked: in particolare, nel corso del semestre sono state contrattualizzate due linee per complessivi 300 milioni di euro con Intesa Sanpaolo e Cassa Depositi e Prestiti, con rimborso a 6 anni in un'unica soluzione (*bullet*). L'entità dello spread delle nuove linee di credito è legata al raggiungimento di specifici obiettivi delineati nello stesso Sustainable Financing Framework: la riduzione a livelli prestabiliti dell'intensità carbonica delle attività del Gruppo e delle perdite idriche. In merito, si prevede il raggiungimento di tali obiettivi grazie al complesso degli investimenti pervisti in arco piano. L'operazione descritta mira a coniugare sostenibilità e sviluppo attraverso il meccanismo di premio/penalità legato al raggiungimento dei target prefissati e testimonia il ruolo di crescita del Gruppo nella finanza sostenibile, migliorandone il profilo di liquidità.

Nel corso del periodo, a fronte dell'acquisizione di Alegas da parte di Iren Mercato, sono entrati nel perimetro di consolidamento i relativi finanziamenti a medio-lungo termine per 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 17% da prestiti e all'83% da obbligazioni.

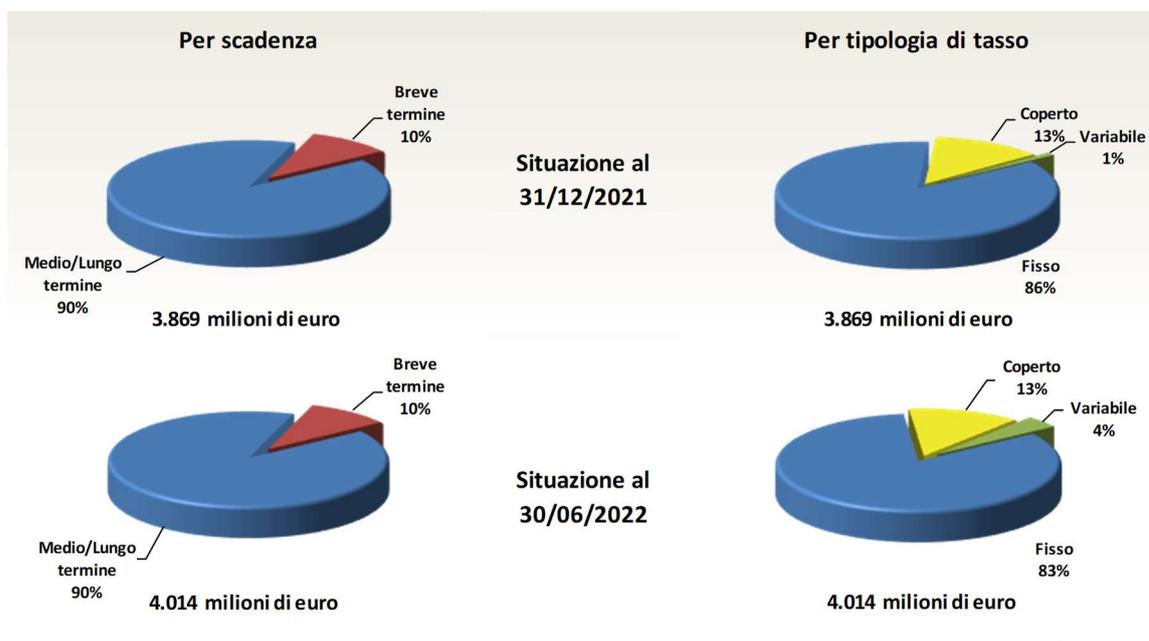
Per quanto concerne i rischi finanziari, il Gruppo Iren è esposto a diverse tipologie di rischio, tra i quali rischi di liquidità, rischi di variazione nei tassi di interesse e di cambio. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare i rischi di variazione nei tassi di interesse,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

Interest Rate Swap a copertura di complessivi 100 milioni di debito, con scadenza 2029 ed effetti differiti con decorrenza dicembre 2023 e dicembre 2024.

Al termine del periodo la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti derivati è pari al 4% 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 2021, è riportata nel seguente grafico.



### Rating

Il 9 dicembre 2021 l'agenzia di rating Standard & Poor's ha assegnato, per la prima volta al Gruppo Iren, il rating per il merito di credito a lungo termine al livello "BBB-" con outlook "Positivo". Lo stesso rating è attribuito anche al debito senior non garantito.

Il giudizio "Investment Grade" da una seconda agenzia, dopo Fitch, esprime il solido posizionamento del Gruppo in Italia, con un'ampia diversificazione delle attività soprattutto in settori regolati e una significativa presenza territoriale. Gli investimenti previsti dal nuovo Piano Industriale, prevalentemente destinati alla crescita organica e alla transizione energetica, combinati con un continuo miglioramento atteso delle metriche di credito, supportano l'outlook "positivo". Dal punto di vista finanziario, il livello di rating assegnato esprime anche il buon profilo di liquidità del Gruppo.

Sempre in tale contesto, il 22 dicembre l'agenzia Fitch ha confermato per Iren il suo giudizio "BBB" con outlook "Stabile". Anche tale giudizio si basa principalmente sull'analisi del Piano Industriale al 2030, con particolare riferimento agli investimenti previsti in rapporto alla struttura finanziaria. 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 dall'agenzia di rating, unitamente al profilo di liquidità del 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 375 milioni di euro, che si aggiungono alle disponibilità liquide correnti.

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

### **Acquisizione di Società dell'Acqua Potabile (SAP)**

A seguito di un accordo sottoscritto a fine aprile, il 1° luglio 2022 ha avuto efficacia l'acquisizione del 100% di Società dell'Acqua Potabile S.r.l. ("SAP") da Siram S.p.A., società del gruppo francese Veolia.

SAP gestisce il servizio idrico nei comuni della Città Metropolitana di Genova 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. L'Enterprise Value dell'operazione è pari a 10 milioni di euro.

L'operazione anticipa di fatto il subentro di Ireti nella gestione di concessioni a essa destinate in quanto gestore unico dell'ambito di riferimento, consentendo di avviare in anticipo azioni volte a conseguire rilevanti sinergie con le altre gestioni già esercite nei territori limitrofi.

### **Sottoscrizione di un terzo finanziamento *Sustainability Linked***

Il 1° luglio 2022 è stata finalizzata una linea *term loan* a 6 anni con BPER Banca per 100 milioni di euro, che si aggiunge ai finanziamenti *Sustainability Linked* sottoscritti ad aprile e maggio, rispettivamente con Intesa San Paolo e Cassa Depositi e Prestiti, a supporto degli investimenti previsti nel Piano Industriale e correlati a obiettivi di sostenibilità delineati nel Sustainable Financing Framework.

Grazie al prestito in oggetto l'ammontare complessivo dei finanziamenti sottoscritti nel 2022 di tipologia "ESG Linked" si attesta dunque a 400 milioni di euro.

### **Acquisizione del controllo di SEI Toscana**

Il 1° luglio 2022 il Gruppo ha acquisito il controllo della partecipata SEI Toscana S.r.l., società gestore del servizio integrato dei rifiuti urbani dell'ATO "Toscana Sud", per un totale di oltre cento comuni serviti nelle province di Arezzo, Grosseto, Siena e Livorno.

L'acquisizione del controllo consegue all'entrata in vigore delle modifiche dello statuto di SEI Toscana in merito agli assetti di governance, e avviene a valle delle operazioni che hanno portato Iren Ambiente Toscana a detenere, nel primo semestre 2022, direttamente il 41,77% della società e il 16,57% tramite Valdarno Ambiente e CRCM.

### **Acquisizione di progetti ready to build di impianti fotovoltaici**

In data 22 luglio 2022, Iren S.p.A. ha sottoscritto gli accordi vincolanti per l'acquisizione, attraverso la controllata Iren Green Generation, di autorizzazioni e diritti sui terreni per lo sviluppo di due impianti fotovoltaici di potenza complessiva pari a 29,9 MW siti nel sud Italia, per una produzione di circa 50 GWh all'anno.

Il prezzo di acquisizione delle autorizzazioni è pari a complessivi 6,1 milioni di euro.

## EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Nel secondo semestre del 2022 sarà confermata la significativa crescita degli investimenti che permetteranno al Gruppo di cogliere diverse opportunità di sviluppo come previsto nel Piano Industriale. Quest'ultimo poggia i propri razionali su tre pilastri strategici che guidano le scelte di investimento: la transizione ecologica, la territorialità e la qualità del servizio. Gli obiettivi della transizione ecologica riguardano la progressiva decarbonizzazione di tutte le attività ed il rafforzamento della leadership nell'economia circolare. Con la territorialità, Iren vuole estendere il proprio perimetro di attività nei territori di riferimento ed essere il partner di riferimento per gli stakeholder locali. Infine, con la qualità del servizio, Iren punta a migliorare le performance dei servizi a rete e a massimizzare la soddisfazione della clientela in tutti i business.

La seconda parte del 2022 del settore Reti sarà caratterizzato da un importante piano di investimenti, che si rifletterà positivamente sul capitale investito remunerato (RAB) e, di conseguenza, sui ricavi tariffari. Gli investimenti nel sistema idrico integrato favoriranno l'incremento della capacità depurativa, il riutilizzo delle risorse e la riduzione delle perdite idriche grazie ad una maggiore efficienza. Nella rete di distribuzione elettrica e gas, l'obiettivo sarà quello di incrementare la potenza supportata dalla prima e sostituire il materiale non conforme nella seconda tenendo a fattore comune il miglioramento continuo della qualità del servizio.

Per quanto riguarda il settore Ambiente, gli investimenti saranno rivolti alla costruzione degli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti previsti nel piano industriale e ad incrementare la qualità del servizio estendendo la raccolta porta-a-porta e la tariffazione puntuale. Tali investimenti, congiuntamente alla copertura completa del ciclo rifiuti (dalla raccolta al trattamento e smaltimento), consentiranno di incrementare i volumi di materia recuperata.

Per quanto concerne i settori Energia e Mercato, Iren continuerà ad attuare una serie di azioni volte a mitigare l'impatto della volatilità dei prezzi di energia elettrica e gas grazie ad una politica di hedging orientata a stabilizzare i margini dell'intera filiera energetica. Lo sviluppo del parco di generazione beneficerà dell'entrata in funzione della nuova linea di produzione dell'impianto termoelettrico di Turbigio, del consolidamento degli impianti fotovoltaici acquisiti e dello sviluppo organico di nuova capacità rinnovabile, accompagnati dalla crescita della nostra base clienti.

Infine, il settore Smart Solutions, focalizzato sull'efficienza energetica degli immobili, continuerà a cogliere le opportunità offerte dagli incentivi governativi relativi alla riqualificazione edilizia, allo sviluppo della mobilità elettrica e saprà porsi come interlocutore principale per le amministrazioni pubbliche per mettere a terra progetti di riqualificazione urbana complessi.

In relazione alla crisi geopolitica internazionale determinatasi a seguito del conflitto Russia – Ucraina, risulta difficile nonché incerto valutare gli effetti e le ripercussioni che potrebbero derivare dal perdurare della crisi internazionale. In tale scenario, sono tre i rischi principali da tenere attenzionati: la possibile interruzione delle forniture di gas naturale da parte della Russia, la volatilità del prezzo delle commodity ed il contestuale effetto inflazionistico. Iren monitora quotidianamente l'evolversi della situazione, definendo i possibili scenari di rischio per le proprie attività e individuando, laddove possibile, azioni di mitigazione.

In aggiunta, per contenere l'impatto derivante dall'aumento del prezzo delle commodity, il cui trend rialzista è iniziato nel quarto trimestre del 2021, il governo ha già approvato delle misure volte a calmierare lo sbilanciamento tra i prezzi di produzione e vendita di energia elettrica e gas, già in gran parte riflesse nella semestrale.

## 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 primo semestre del 2022 ha comportato un aumento dei prezzi per i clienti finali di gas, luce e teleriscaldamento particolarmente significativo. Per limitare l'esposizione al rischio di credito, sono usati strumenti tra i quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata valutazione del merito creditizio, l'affidamento dei crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e l'introduzione di nuove modalità di recupero per la gestione del contenzioso legale. Inoltre, sono offerti ai Clienti numerosi metodi di pagamento attraverso canali anche digitali e proposti piani di pagamento opportunamente monitorati.

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

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

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

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

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

Il controllo sui rischi di credito è inoltre rafforzato dalle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure. Inoltre, su base trimestrale, 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 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.

Per una più dettagliata analisi dei rischi sinora trattati si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "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 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 le fasi preliminari di 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 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 (~+1.5°C considerati dal Gruppo Iren), che prevede una forte mitigazione tesa a mantenere il riscaldamento globale sotto i 2°C rispetto ai livelli preindustriali con il contestuale raggiungimento degli obiettivi definiti dall'Accordo di Parigi, e lo scenario RCP 8.5 (~+4°C considerati dal Gruppo Iren), (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 *Sustainable Development Scenario* (SDS) e *Stated Policies Scenario* (STEPS) del *World Energy Outlook* (WEO) pubblicato dall'*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 2021-2030 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 ha preso avvio 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.

## 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). Si segnala inoltre che per ciascun rischio si è verificato se e come fosse stato impattato dal Covid-19.

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. È stata completata l'adozione di 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 stato avviato 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.

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, individuando 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.

Oltre alle analisi di rischio legate al Piano, la Direzione Risk Management contribuisce con *risk assessment* specifici alle operazioni di *merger & acquisition* e ai principali progetti strategici che stanno coinvolgendo il Gruppo.

## 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](http://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 2022; quanto di seguito deve dunque essere letto unitamente al bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021.

### QUADRO EUROPEO

#### Riforma dell'Emission Trading System (ETS)

Il Parlamento UE ha approvato il 22 giugno 2022 la propria posizione sulla riforma del sistema di scambio delle Emissioni (ETS) prevedendovi dal 2026 l'inclusione dei termovalorizzatori; se tale scelta verrà confermata anche dal Trilogo (negoziati informali cui prendono parte alcuni rappresentanti di Parlamento, Consiglio e Commissione Europea), i WTE dal 2026 dovranno pagare le quote di CO2 emesse. La Commissione dovrebbe comunque avviare un impact assessment per la fine del 2024 per definire gli impatti della norma (rischio "deviazione" su discariche ed esportazioni di rifiuti verso Paesi terzi).

#### Pacchetto "REPowerEU"

Il 18 maggio 2022 la Commissione europea ha presentato il piano REPowerEU, in risposta alle difficoltà e alla volatilità del mercato energetico causate dall'invasione russa dell'Ucraina. In merito, si rileva una doppia esigenza per trasformare il sistema energetico europeo: (i) porre fine entro il 2030 alla dipendenza UE dai combustibili fossili russi (ii) affrontare la crisi climatica.

In tale contesto si ritiene che la transizione energetica della UE potrà supportare la crescita economica, la leadership industriale, indirizzando l'Europa verso la neutralità climatica al 2050.

Il pacchetto include cinque comunicazioni, una proposta di regolamento, una di raccomandazione e una di direttiva, e Linee Guida sulle modifiche ai PNRR alla luce del REpowerEU. Sarà proprio il Recovery Plan a garantire gli investimenti necessari per l'attuazione delle misure ((210 miliardi di euro al 2027, 300 miliardi al 2030).

Le principali linee di azione riguardano:

- l'aumento degli obiettivi di efficienza energetica al 2030, dall'attuale 9% al 13%;
- l'aumento del target sulle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) al 2030, dal 40% al 45%, Incremento utilizzo idrogeno e biometano;
- la piattaforma per gli acquisti comuni di gas, GNL e idrogeno;
- il via libera condizionato della Commissione Europea a un price cap sul gas;
- la promozione, con l'invito all'estensione anche al prossimo inverno, della tassa sugli extraprofitto delle imprese dell'energia

### QUADRO NAZIONALE

#### CODICE DEI CONTRATTI PUBBLICI

#### Legge 21 giugno 2022, n. 78 recante "Delega al Governo in materia di contratti pubblici" (G.U. 78 del 21 giugno 2022)

Il provvedimento definisce una griglia di criteri di delega che il governo dovrà rispettare nella stesura del nuovo codice degli Appalti. In base a quanto previsto dall'articolo 1, comma 1 del provvedimento, la delega dovrà essere esercitata entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge.

## GAS

### *Reti gas*

#### **Delibera 269/2022/R/gas - Revisione della regolazione del servizio di misura con adeguamento della fatturazione ai clienti finali nel settore del gas naturale**

A valle del documento di consultazione 263/2022/R/gas, l'Autorità ha introdotto importanti novità nella regolazione del servizio di misura del settore gas. In particolare, per gli *smart meter* di classe G4/G6 è prevista la rilevazione delle letture con cadenza mensile. Inoltre, sono confermati nuovi indennizzi, sia nei confronti dei clienti finali (consumo annuo fino a 5.000 smc) in caso di ripetuta indisponibilità delle letture di fine mese, sia nei confronti delle società di vendita (misuratori di classe maggiore o uguale a G10), in relazione alla performance di misura in termini di qualità dei dati e rispetto delle tempistiche. Per quanto concerne gli indennizzi ai clienti finali, l'Autorità ha previsto un meccanismo di riconoscimento dei costi al distributore per indennizzi di mancata lettura fino ad un livello di insuccesso fisiologico, fissato in prima applicazione pari a 4,8% e 5%, rispettivamente per i punti con consumi annui superiori a 500 Smc e per i punti con consumi annui fino a tale soglia. Il provvedimento entra in vigore il 1° aprile 2023.

#### **Documento di consultazione 157/2022 – Orientamenti finali in tema di riforma del processo di conferimento della capacità di trasporto – Focus nuove penali per le imprese di distribuzione**

Il documento per la consultazione illustra gli orientamenti circa il completamento del quadro applicativo della riforma dei conferimenti della capacità trasporto. In particolare, per quanto concerne il potenziale impatto del provvedimento finale per i distributori, è proposto un meccanismo di penali che incentivi l'impresa di distribuzione a procedere tempestivamente alla rettifica dei dati di misura anomali ai fini del *settlement*.

## ENERGIA ELETTRICA

### *Mercato*

#### **Decreto MITE 5/2022 - Istituzione elenco venditori di energia elettrica**

Il decreto prevede una serie di requisiti di onorabilità, di solidità finanziaria e di osservanza di caratteristiche tecniche il cui possesso risulta imprescindibile al fine di poter esercitare l'attività di vendita di energia elettrica da parte degli operatori. Tale decreto si prefissa di garantire una maggiore qualità nel servizio di vendita in vista della completa liberalizzazione del mercato.

#### **Delibera 208/2022/R/eel - Disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese del settore dell'energia elettrica, di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza)**

Analogamente a quanto previsto dalla delibera 491/2020/R/eel, l'ARERA ha disciplinato le modalità d'individuazione degli esercenti la vendita che saranno responsabili, a partire dal 1° gennaio 2023, dell'erogazione del servizio a tutele graduali destinato a tutte le utenze classificate come "basse tensioni altri usi" che a partire dalla suddetta data risultino sprovviste di contratto di fornitura sul mercato libero. L'assegnazione del servizio avverrà mediante apposita procedura di gara – da svolgersi nel mese di settembre 2022 – avente le caratteristiche di un'asta multisessione ascendente con prezzo predefinito dal banditore. È prevista l'applicazione di un tetto antitrust sui volumi oggetto di gara pari al 35% del totale.

#### **DL 4/2022, DL 17/2022 e Legge 51/2022 - Misure a contrasto del caro energia**

In considerazione del complesso scenario di mercato, il governo ha varato una serie di provvedimenti finalizzati a contenere gli aumenti del costo dell'energia elettrica e del gas naturale, andando così ad ampliare la sfera di interventi a sostegno dei clienti finali già avviati nel corso del 2021 (DL 130/2021).

In particolare, il DL 4/2022 (DL Sostegni ter) ha previsto, con vigenza dal 1° gennaio 2022, l'annullamento degli oneri di sistema per il primo trimestre 2022 per le utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. Detta iniziativa è stata prorogata dal DL 17/2022 (DL Energia) il quale ha anche disciplinato, fra l'altro, relativamente al settore gas, la riduzione dell'IVA al 5% per i consumi relativi agli usi civili e industriali e l'azzeramento della quota relativa agli oneri generali di sistema.

Secondariamente, sono state previste misure a rafforzamento delle tutele dei clienti finali domestici in stato di disagio fisico e/o economico mediante l'innalzamento (a 12.000 euro) del tetto massimo ISEE per la percezione del c.d. "Bonus sociale".

Sempre nell'ambito delle misure a contrasto del caro energia, la Legge 51/2022 del 20 maggio (di conversione del DL 21 del 21 marzo 2022, recante misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina) prevede fra l'altro un credito d'imposta, del 12% e del 20% rispettivamente 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 durante i mesi di aprile, maggio e giugno 2022. Il DL 50/2022 (c.d. "DL Aiuti") ha inoltre previsto l'incremento di tali percentuali rispettivamente al 15% e 25%. Per il Gruppo, gli effetti di tale misura sono stimati pari a 1,5 milioni di euro al 30 giugno 2022.

In tale contesto, la successiva conversione in legge del "DL Aiuti", avvenuta il 15 luglio 2022, ha previsto che tale misura sia sottoposta alla normativa "de minimis", con un tetto massimo ottenibile pari a 200 mila euro, calcolato su base triennale, considerando tutti gli aiuti concessi sotto tale regime.

## **Produzione**

### **Capacity Market**

A valle delle aste svoltesi fra la fine del 2019 e gli inizi del 2020, nel 2022 è divenuto operativo il c.d. "Capacity Market" che prevede, da un lato, un premio alla capacità degli impianti di generazione determinato in modo competitivo, fornendo una redditività minima per permettere la realizzazione degli investimenti necessari a raggiungere il *phase out* degli impianti a carbone in un contesto di sicurezza energetica complessiva e, dall'altro, l'obbligo per gli operatori di rendere disponibile la capacità assegnata per soddisfare la richiesta di energia elettrica. Per gli impianti di generazione del Gruppo i corrispettivi di capacità sono distribuiti fra il 2022 e il 2023, ad esclusione della "nuova capacità autorizzata" (il repowering della centrale di Turbigio in fase di realizzazione) per la quale è previsto un periodo di 15 anni a partire dal 2022.

### **Decreto Legge 27 gennaio 2022, n. 4, pubblicata in GU n. 21 del 27 gennaio 2022 (DL Sostegni Ter)**

Il DL prevede al Titolo III "Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica" attraverso diversi interventi.

In particolare, il terzo capitolo riguarda l'introduzione di un tetto al prezzo di cessione dell'elettricità prodotta da impianti rinnovabili incentivati con meccanismi non agganciati all'andamento del mercato. In particolare si prevede l'applicazione, a partire dal 1° febbraio 2022 e fino al 31 dicembre 2022, di un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia, con riferimento all'energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto Energia, non dipendenti dai prezzi di mercato, nonché sull'energia elettrica immessa da impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione.

Il GSE è deputato a calcolare a tal fine la differenza tra un prezzo di riferimento pari alla media dei prezzi zonali orari registrati dalla data di entrata in esercizio dell'impianto fino al 31 dicembre 2020 e il prezzo zonale orario di mercato dell'energia elettrica. Qualora la differenza sia positiva, il Gestore eroga il relativo importo al produttore. Se negativa, il GSE conguaglia o provvede a richiedere al produttore gli importi corrispondenti. Le disposizioni non si applicano all'energia oggetto di contratti conclusi prima della data di entrata in vigore del decreto, a condizione che non siano collegati all'andamento dei prezzi dei mercati spot dell'energia e che, comunque, non siano stipulati a un prezzo medio superiore del 10 per cento rispetto al valore medio precedentemente citato. Tale normativa ha comportato per il Gruppo un onere stimato nel primo semestre 2022 pari a 10,8 milioni di euro.

### **Delibera 266/2022/R/eel, di attuazione dell'articolo 15-bis del DL Sostegni-ter in merito al meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia immessa da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili**

In esito al processo di consultazione avviato con il DCO 133/2022, l'ARERA con la Delibera 266/2022 ha:

- escluso dal perimetro di applicazione del meccanismo di compensazione a due vie gli impianti oggetto di rifacimento (parziale/totale) post 1° gennaio 2010;
- scomputato gli ammontari relativi a cessione energia gratuita a Enti Locali (equiparabile a cessione a prezzo nullo);

- definito il settlement del meccanismo di compensazione a due vie (associazione produzione FER/contratti):
  - ammettendo tutti i contratti di copertura, compresi i finanziari;
  - associando i volumi ai contratti mensili, salvo conguaglio annuale
  - stabilendo il settlement del prezzo dei contratti (se non determinato ex ante), fatturato anch'esso mensilmente salvo conguaglio.

#### **DL Tagliaprezzi (DL 21/2022) e DL Aiuti (DL 50/2022): Contributo di solidarietà**

Il combinato disposto dell'Art. 37 del DL 21/2022 (Convertito in legge, in vigore dal 21 maggio 2022) come modificato da art. 55 DL 50/2022 prevede l'erogazione di un c.d. "Contributo di solidarietà", ovvero un contributo straordinario sui cosiddetti extra-profitti delle aziende energetiche, pari al 25% dell'incremento (se maggiore del 10% e maggiore di 5 milioni di euro) della differenza fra operazioni attive e passive del periodo 1° ottobre 2021 – 30 aprile 2022 rispetto a quelle del periodo 1° ottobre 2020 – 30 aprile 2021.

Il contributo è dovuto dai soggetti che esercitano, per la successiva vendita dei beni, l'attività di produzione di energia elettrica, l'attività di produzione di gas metano o di estrazione di gas naturale, dai rivenditori di energia elettrica di gas metano e di gas naturale e dagli esercenti l'attività di produzione, distribuzione e commercio di prodotti petroliferi. Il contributo è dovuto, altresì, dai soggetti che, per la successiva rivendita, importano a titolo definitivo energia elettrica, gas naturale o gas metano, prodotti petroliferi o che introducono nel territorio dello Stato detti beni provenienti da altri Stati dell'Unione europea.

#### **Concessioni idroelettriche**

##### **Concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico**

Con riferimento alla L.R. Regione Piemonte n. 26/2020 "Assegnazione delle grandi derivazioni ad uso idroelettrico", emanata in dichiarata attuazione del nuovo art. 12 D.lgs. n. 79/1999, così come modificato dall'art. 11 quater del DL n. 135/2018 convertito in Legge n. 12/2019, che ha introdotto la disciplina del canone annuale per le concessioni di Grande Derivazione a scopo idroelettrico applicabile dal 2021, è tuttora pendente il ricorso da parte del Governo davanti alla Corte Costituzionale.

Sono stati pubblicati i Regolamenti Regionali del 18 dicembre 2020 n. 5/R (disciplina dei canoni) e n. 6/R (obbligo di fornitura di energia a titolo gratuito dagli impianti di grande derivazione idroelettrica), emanati in attuazione dell'art. 21 della LR 26/2020.

La Delibera Giunta n. 12-4729/2022, inoltre, approva lo schema di convenzione quadro Regione Piemonte - Società Committenza Regione Piemonte per supporto attuazione Legge 26/2020.

Il 22 giugno 2022, n. 212 è stato pubblicato dalla Regione Piemonte il DDL recante "Modifiche alla legge regionale 29 ottobre 2020, n. 26 (Assegnazione delle grandi derivazioni ad uso idroelettrico)", che, in particolare, risolve il contenzioso Stato-Regione relativo ai processi di indizione delle gare sulle concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico e prevede la forma del Partenariato Pubblico-Privato fra le forme di affidamento delle concessioni.

#### **Reti elettriche**

##### **Delibere 232/2022/R/eel e 281/2022/R/ee – Energia reattiva**

La Del. 232/2022 ha previsto:

- da aprile 2023 l'applicazione di corrispettivi solo in fascia F3 agli utenti/interconnessioni in BT ed MT;
- da luglio 2022 la comunicazione dai DSO, tramite il SII, delle misure dell'energia reattiva immessa a tutti i Clienti Finali (dalla BT oltre 16,5 kW) e, individualmente, ai Clienti finali in MT;
- entro febbraio 2023 il contatto dei DSO ai principali clienti finali in MT per incentivare loro comportamenti virtuosi che ne diminuiscano le immissioni di energia reattiva sulla rete.

La recente del. 281/2022 ha confermato l'assenza per il 2022 di corrispettivi per immissioni di energia reattiva da parte degli utenti/interconnessioni in AT, alla luce dei rallentamenti occorsi nelle analisi di Terna.

##### **Delibere 35/2022/R/eel, 141/2022/R/com e del. 295/2022/R/com – Modifiche alle tariffe degli utenti**

Le delibere in oggetto hanno previsto l'annullamento degli oneri generali di sistema fino al 30 giugno 2022 per tutte le tipologie di utenza, in estensione quindi alle previsioni già in essere per il 2021 per alcuni tipi di utenti in bassa tensione (dell. 279/2021 e 124/2021). La recente del. 295/2022/R/com conferma – a condizione della pubblicazione, in senso conforme, del DL 30 giugno 2022 in Gazzetta Ufficiale - anche per il trimestre luglio-settembre 2022 l'annullamento di tali oneri.

### **Documento di consultazione 284/2022/R/eel – Piani di messa in servizio 2G**

Il recente DCO 284/2022, prendendo atto dei problemi sulle consegne 2022 dei 2G/Concentratori dovuti alla crisi economica e internazionale, pone in consultazione alcune misure per ridurre eventuali penali in carico ai DSO nel caso di avanzamento del piano di messa in servizio 2022 non in linea con le previsioni. Nello specifico, propone due alternative per il 2022 (sospensione delle penali o estensione delle franchigie) e la possibilità di compensare ritardi nelle installazioni del 2021 con volumi di installazioni oltre il 105% sul cumulato installato nei due anni 2021 e 2023. Inoltre, propone una deroga transitoria al criterio di “messa a regime” dei territori significativamente rilevanti. Per i soli DSO fino a 100.000 utenti propone un preavviso ridotto (tre mesi al posto dei formali sei) agli utenti dell’avvio della fase massiva.

### **Delibera 295/2022/R/com – Nuovi bonus sociali integrativi**

L’ulteriore componente compensativa introdotta il 1° ottobre 2021 è stata confermata per l’anno in corso fino a settembre 2022.

### **Delibera 119/2022/R/eel – Presentazione istanze DSO per Oneri di sistema e di rete dal 2022**

Dopo consultazione, la del. 119/2022 approva il meccanismo unificato con cui i DSO possono presentare a CSEA annualmente istanze per ricevere il reintegro dei crediti per crediti scaduti relativi a Oneri Generali di Sistema (OGS) e Oneri di Rete (OdR) nei confronti di Venditori. Nello specifico, sono introdotti incentivi nel caso di accordi transattivi raggiunti con i venditori, è prevista una franchigia del 10% per i crediti di OdR ed è prevista una decurtazione (pari a  $0,00225 \times \text{Vincolo ricavi del DSO}$ ) da applicare al reintegro degli OdR biennali.

### **Delibera 117/2022/R/eel – Perequazione delta perdite 2022-2023**

A valle del DCO 602/2021, la del. 117/2022 dispone la necessità di proseguire il percorso di efficientamento delle perdite commerciali standard della perequazione delta perdite 2022-2023. Rispetto al DCO, viene però introdotto un tetto al valore unitario dell’energia elettrica per valorizzare il delta perdite (pari alla media aritmetica dei Prezzi di mercato applicati dall’Acquirente Unico medi degli anni 2016-2021), sia per il 2022 sia per il 2023.

### **DM 6 e 7 aprile 2022 su interventi Smart Grid e Resilienza**

E’ stato pubblicato il provvedimento ministeriale per promuovere interventi per migliorare la resilienza della rete elettrica di distribuzione a eventi meteorologici estremi, da finanziare nell’ambito del PNRR.

La dotazione complessiva per i distributori è pari a 350 milioni di euro, di cui almeno 140 milioni, pari al 40% del totale, riservato alle regioni del Mezzogiorno. Per la realizzazione degli interventi è stabilito un costo unitario massimo pari a euro 125.000,00/Km di rete beneficiata.

Per quanto riguarda le Smart grid, le risorse stanziare dal decreto sono 3,6 miliardi di euro, di cui oltre 1,6 miliardi (45% del totale) riservati a interventi nelle regioni del Mezzogiorno. I fondi sono destinati per un miliardo di euro all’incremento di Hosting Capacity e per circa 2,6 miliardi di euro all’ elettrificazione dei consumi. Nel primo caso l’obiettivo è rafforzare la capacità di ospitare e integrare ulteriore generazione distribuita da fonti rinnovabili per 4.000 MW attraverso interventi smart grid (rafforzamento infrastrutturale e digitalizzazione), con costo massimo di 250.000 €/MW. Nel secondo caso l’obiettivo è aumentare la potenza disposizione di almeno 1.500.000 abitanti per favorire l’elettrificazione dei consumi energetici.

A fine giugno il MiTE ha pubblicato i bandi, contenenti i criteri che gli operatori dovranno seguire per presentare proposte per accedere ai finanziamenti fino al 3 ottobre 2022.

## **EFFICIENZA ENERGETICA**

### ***Superbonus ed altri bonus edilizi***

#### **Decreto Legge n. 77/2020 (cd. Rilancio) e Leggi di Bilancio**

Il DL ha previsto l’incremento della detrazione al 110% per le spese sostenute dal 1° luglio 2020 al 31 dicembre 2021 a fronte di specifici interventi (efficienza energetica, rischio sismico, installazione impianti fotovoltaici, installazione infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici), con fruizione della detrazione in 5 rate annuali di pari importo o opzione per la trasformazione in credito d’imposta o sconto per l’importo corrispondente alla detrazione.

La legge di Bilancio 2022 ha previsto le seguenti disposizioni:

- Superbonus del 110% prorogato anche per i lavori trainati, con estensione al Terzo Settore, a fine 2023 (riduzione a 70% nel 2024 e a 65% nel 2025) per lavori dei condomini su parti comuni condominiali e dei condòmini sugli appartamenti. Per unità unifamiliari proroga superbonus 110% al 31 dicembre 2022, condizionata ad effettuazione lavori per almeno 30% del totale entro il 30 giugno 2022 (in base a SAL);
- installazione impianti fotovoltaici: proroga detrazione al 110% al 30 giugno 2022;
- aggiornamento del riferimento per i fattori di conversione in energia primaria da applicarsi per gli A.P.E. allegati all'asseverazione necessaria per fruire del Superbonus;
- detraibilità spese per rilascio visto di conformità e attestazioni/asseverazioni. Le detrazioni non si applicano a interventi (i) di edilizia libera e (ii) di importo < 10 k€, su singole unità o su parti comuni, esclusi interventi su facciate edifici zona A o B;
- Ecobonus (efficienza energetica e ristrutturazione edilizia): proroga detrazioni al 31 dicembre 2024;
- Bonus facciate: rimodulazione da 90% a 60% su intero 2022;
- proroga opzione per cessione credito o sconto in fattura al 2025 per Superbonus, al 2024 per interventi edilizi "ordinari" (Ecobonus, Sismabonus, ristrutturazioni, bonus facciate, installazione di colonnine e pannelli fotovoltaici);
- abrogazione DL n. 157/2021 (Antifrodi) con recepimento del testo, incluso riferimento, pro asseverazione congruità spese, ai valori massimi (DM MiTE approvato il 14 febbraio 2022).

In merito, il DL Sostegni TER (DL 4/2022) ha inoltre previsto le seguenti disposizioni:

- vengono consentite, dopo l'opzione per il contributo come sconto in fattura o cessione del credito, due ulteriori cessioni piene (non parziali), solo per istituti di credito, intermediari finanziari abilitati, società di gruppi bancari "vigilati" e imprese di assicurazioni autorizzate in Italia;
- il riconoscimento dei benefici fiscali relativi ai bonus edilizi viene subordinato all'indicazione, nell'atto di affidamento dei lavori, che i datori di lavoro applicano contratti collettivi del settore edile, nazionali e territoriali.

Il DL Energia 17/2022 ha infine disposto che il credito fiscale sia cedibile una ulteriore volta, rispetto alle tre già previste, mentre il DL Aiuti (DL50/2022) proroga il superbonus per le villette: per le abitazioni unifamiliari la scadenza per raggiungere il SAL del 30 per cento passa dal 30 giugno al 30 settembre, per godere dell'agevolazione sulle spese sostenute fino al 31 dicembre 2022.

## **TELERISCALDAMENTO**

### **Delibera 478/2020/R/tlr – Regolazione della misura nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2024**

La deliberazione definisce la disciplina della qualità della misura nel servizio di teleriscaldamento, integrando la regolazione della qualità commerciale del servizio, per il periodo di regolazione 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2024.

### **Delibera 463/2021/R/tlr - Disposizioni in materia di contributi di allacciamento e modalità per l'esercizio del diritto di recesso per il secondo periodo di regolazione**

Si tratta dell'aggiornamento del TUAR, il testo unico dei corrispettivi di allacciamento, per il periodo di regolamentazione 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2025.

### **Delibera 526/2021/R/tlr - Disposizioni in materia di qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il secondo periodo di regolazione**

Si tratta dell'aggiornamento della disciplina della qualità commerciale del teleriscaldamento (RQCT) per il periodo di regolamentazione 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2025.

## **RIFIUTI**

### **Delibera 15/2022/R/rif su regolazione della qualità contrattuale e tecnica del servizio di gestione dei rifiuti urbani**

Il provvedimento, pubblicato il 28 gennaio 2022 a seguito di due momenti di consultazione (72/2021/R/rif e 422/2021/R/rif), prevede l'introduzione dal 1° gennaio 2023 di un set di obblighi di servizio di qualità

contrattuale e tecnica, minimi ed omogenei per tutte le gestioni, affiancati da indicatori e relativi standard generali differenziati per quattro schemi regolatori (individuati dall'Ente territoriale competente entro il marzo 2022 in base al livello di partenza della gestione). Il posizionamento del gestore nella matrice degli schemi regolatori determinerà gli obblighi di qualità per tutta la durata del PEF 2022-2025, consentendone anche la relativa valorizzazione economica per l'eventuale adeguamento agli obblighi.

L'Ente può anche prevedere la definizione di standard migliorativi e/o ulteriori rispetto a quanto previsto dal Testo Unico per la regolazione della qualità nel settore dei rifiuti (TQRIF); inoltre la delibera 15/2022 integra alcune disposizioni in materia di trasparenza.

#### **Legge di Bilancio 2022 n. 234/2021**

Il decreto contiene varie disposizioni tra le quali la proroga al 1° gennaio 2023 delle disposizioni sul tributo per i manufatti in plastica con singolo impiego, denominato *plastic tax*.

#### **Decreti Ministeriali sull'Economia Circolare (PNRR)**

Tramite il DM 396/2021, sono stati stanziati 1.500 milioni di euro, di cui 60% destinati al Centro-Sud, in favore degli Enti di governo degli Ambiti Territoriali Ottimali e dei Comuni per il finanziamento dei seguenti possibili progetti:

- miglioramento e meccanizzazione rete RD rifiuti urbani (max. 1 milione/proposta);
  - impianti di trattamento e riciclo RU provenienti da RD (max. 40 milione/proposta);
- adeguamento impianti esistenti e realizzazione nuovi impianti innovativi di trattamento/riciclaggio per smaltimento materiali assorbenti ad uso personale (PAD), fanghi depurazione, rifiuti pelletteria e tessili (max. 10 milioni/proposta).

Similmente, il DM 397/2021 ha previsto lo stanziamento di 600 milioni di euro, di cui 60% destinati al Centro-Sud, in favore delle imprese per il finanziamento dei seguenti possibili progetti:

- adeguamento impianti esistenti e realizzazione nuovi impianti per i) raccolta, logistica e riciclo dei RAEE (150 milioni, di cui 60 milioni al Nord); ii) raccolta, logistica e riciclo rifiuti carta e cartone (150 milioni, di cui 60 milioni al Nord);
- realizzazione di nuovi impianti per il riciclo dei rifiuti plastici (attraverso riciclo meccanico, chimico, "Plastic Hubs") con un contributo complessivo 150 milioni (di cui 60 milioni al Nord);
- infrastrutturazione raccolta delle frazioni di tessili pre e post consumo, ammodernamento impiantistica e realizzazione di nuovi impianti di riciclo delle frazioni tessili con un contributo di 150 milioni (di cui 60 milioni al Nord).

A seguito della pubblicazione e dell'adesione ai Bandi e Avvisi legati alle procedure di attivazione/ selezione progetti PNRR (sul portale "Italia Domani"), sono in corso le valutazioni da parte della Commissione Esaminatrice che dovrebbe esprimersi entro il 30 settembre 2022.

#### **Strategia Nazionale per l'Economia Circolare (SEC)**

La strategia, approvata con DM 259 del 24 giugno 2022 è un documento programmatico, all'interno del quale sono individuate le azioni, gli obiettivi e le misure che si intendono perseguire nella definizione delle politiche istituzionali volte ad assicurare un'effettiva transizione verso un'economia di tipo circolare (costituisce una delle riforme strutturali del PNRR nonché strumento fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica al 2035).

In particolare, la SEC intende definire gli strumenti amministrativi e fiscali per potenziare il mercato delle materie prime seconde, affinché siano competitive in termini di disponibilità, prestazioni e costi rispetto alle materie prime vergini.

#### **Programma Nazionale Gestione Rifiuti (PNGR)**

Il PNGR è uno strumento di pianificazione nazionale Introdotto dal D.Lgs. 116/2020 e rappresenta uno dei pilastri strategici e attuativi della Strategia Nazionale per l'Economia Circolare. A dicembre 2021 è stato presentato dal MiTE il Rapporto Preliminare Ambientale, nell'ambito della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), e nel marzo del 2022 si è svolta la fase di consultazione pubblica; con il DM 257 del 24 giugno 2022 il PNGR è stato adottato ufficialmente, con valenza nel periodo temporale di 6 anni (2022-2028).

Il PNGR è uno strumento di indirizzo delle Regioni nella pianificazione della gestione dei rifiuti: entro 18 mesi tutte le Regioni dovranno aggiornare i propri Piani indicando, tra l'altro, anche target intermedi nel

periodo 2023- 2028 per compliance con gli obiettivi ambientali europei del tasso di smaltimento in discarica al 2035).

Relativamente alla pianificazione a livello regionale si segnala per ciascuna regione di operatività del Gruppo lo stato di avanzamento:

- Regione Puglia: approvazione del Piano 2021-2025 il 14 dicembre 2021;
- Regione Emilia-Romagna: formulata proposta all'Assemblea Legislativa per successiva approvazione definitiva del Piano (PRRB) 2022-2027 (prevista approvazione nel 2022);
- Regione Liguria: a seguito del positivo esito della VAS (nel maggio 2022), formulata proposta al Consiglio Regionale per definitiva approvazione del Piano 2021-2026 (prevista approvazione nel corso del 2022);
- Regione Piemonte: Adozione del Piano regionale di gestione dei Rifiuti Urbani e di Bonifica delle Aree Inquinata (PRUBAI) e in corso fase di consultazione ai fini della Valutazione Ambientale Strategica;
- Regione Toscana: avviato iter di aggiornamento.

## **SERVIZIO IDRICO**

### **Delibera 229/2022 Revisione dei criteri di riconoscimento dei costi di energia elettrica**

A seguito dell'ordinanza del TAR Lombardia in accoglimento dell'istanza cautelare presentata da vari operatori del servizio, ARERA a fine marzo 2022 ha avviato procedimento volto alla revisione dei criteri di riconoscimento dei costi di energia elettrica per l'esercizio 2022 previsti dalla delibera ARERA 639/21. Nell'ambito di tale procedimento l'Autorità ha pubblicato documento di consultazione per chiedere ai soggetti interessati osservazioni e contributi circa le proposte da essa formulate.

La delibera di chiusura del procedimento ha previsto a) la possibilità che gli operatori presentino istanza per la copertura di costi di energia elettrica del 2021 in eccesso rispetto ai criteri standard previsti dall'Autorità (costo massimo riconosciuto pari al 110% del costo medio nazionale rilevato dall'Autorità), b) l'istituzione di una raccolta dati annuale circa i costi di energia elettrica, da effettuarsi nei primi mesi successivi dell'anno successivo a quello di riferimento, c) la possibilità, sotto stringenti condizioni, di richiedere finanziamento da parte di CSEA per reperire risorse per l'acquisto di energia elettrica. L'Autorità si è infine dichiarata disponibile ad ulteriori interventi qualora ne emergessero le necessità.

### **Delibera 98/22 e 183/22 Determinazioni quantitative circa premi-penali RQTI 2018-2019**

Con delibera 98/22 ARERA ha approvato la nota metodologica in esito alle risultanze istruttorie preliminari nell'ambito del procedimento per le valutazioni quantitative previste dal meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica RQTI per il biennio 2018-2019, avviato con deliberazione dell'Autorità 46/20. Con la successiva delibera 183/22 sono stati approvati i relativi risultati finali derivanti dall'applicazione del suddetto meccanismo premiante.

## **ALTRI TEMI TRASVERSALI**

### ***Incentivi***

### **Delibera 292/2022/R/efr – Contributo ai distributori relativo al meccanismo dei TEE per l'anno d'obbligo 2021**

La delibera ha definito il contributo tariffario unitario e il corrispettivo addizionale unitario per l'anno d'obbligo 2021, rispettivamente pari a 250 €/TEE e 3,44€/TEE.

## **CONCESSIONI E AFFIDAMENTI DEL GRUPPO IREN**

Si riportano di seguito le variazioni intervenute nel primo semestre 2022 al perimetro delle concessioni e degli affidamenti in capo ai settori di attività del Gruppo.

### ***TELERISCALDAMENTO***

In data 2 maggio 2022 Iren Energia ha acquisito il 100% delle quote di Dogliani Energia S.r.l., società già autorizzata alla costruzione ed esercizio di una centrale di cogenerazione con annessa rete di teleriscaldamento nell'area urbana del comune di Dogliani (CN).

### ***GESTIONE SERVIZI AMBIENTALI***

L'RTI composta da ASM Vercelli (capogruppo), San Germano e Rimeco è risultata aggiudicataria del contratto di appalto per la gestione dei servizi ambientali nei comuni del vercellese afferenti al consorzio C.O.Ve.Va.R. (Albano Vercellese, Alice Castello, Arborio, Balocco, Borgo D'Ale, Buronzo, Carisio, Casanova Elvo, Collobiano, Crova, Formigliana, Gattinara, Ghislarengo, Greggio, Lenta, Lozzolo, Moncrivello, Olcenengo, Oldenico, Quinto Vercellese, Roasio, Rovasenda, Salasco, San Germano Vercellese, San Giacomo Vercellese, Santhià, Tronzano Vercellese e Villarboit). L'affidamento ha validità dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2030, con possibilità di proroga di ulteriori 12 mesi.

### ***Servizi al Comune di Torino***

Con determina dirigenziale del 2 marzo 2022 e successiva determinazione dirigenziale del 9 giugno, il Comune di Torino ha aggiudicato in modo definitivo ad Iren Smart Solutions l'affidamento in concessione, mediante Finanza di Progetto, dell'attività di riqualificazione impiantistica ed energetica finalizzata all'efficientamento degli immobili di proprietà del medesimo Comune, comprensiva della gestione e della manutenzione. La convenzione di affidamento della concessione, di durata ventisette anni dalla data di sottoscrizione del verbale di presa in carico degli impianti, è stata sottoscritta in data 30 giugno 2022.

## PERSONALE

Al 30 giugno 2022 risultano in forza al Gruppo Iren 9.345 dipendenti, in aumento rispetto ai 9.055 dipendenti al 31 dicembre 2021, come risulta dalla seguente tabella, suddivisa per Holding e Business Unit.

<b>Società</b>	<b>Organico al 30.06.2022</b>	<b>Organico al 31.12.2021</b>
Iren S.p.A.	1.099	1.074
IRETI e controllate	2.208	2.166
Iren Ambiente e controllate	4.303	4.178
Iren Energia e controllate	1.140	1.084
Iren Mercato e controllate	595	553
<b>Totale</b>	<b>9.345</b>	<b>9.055</b>

Le variazioni nella consistenza dell'organico rispetto al 31 dicembre 2021 sono principalmente riconducibili:

- all'avvio/conclusione di servizi svolti in appalto da San Germano;
- alla prosecuzione del piano di ricambio generazionale, con un consistente numero di assunzioni dal mercato del lavoro;
- all'acquisizione, ad aprile 2022, da parte di Iren Mercato di Alegas, per complessive 11 risorse.



# Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato e Note Illustrative



| Al 30 giugno 2022

## PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

migliaia di euro

	Note	30.06.2022	di cui parti correlate	31.12.2021 Rideterminato	di cui parti correlate
<b>ATTIVITA'</b>					
Immobili impianti e macchinari	(1)	4.091.069		3.937.586	
Investimenti immobiliari	(2)	2.429		2.456	
Attività immateriali a vita definita	(3)	2.628.789		2.666.636	
Avviamento	(4)	282.008		193.739	
Partecipazioni contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	247.041		217.339	
Altre partecipazioni	(6)	24.878		8.469	
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	(7)	103.487		77.262	
Crediti commerciali non correnti	(8)	19.461	18.565	20.824	13.273
Attività finanziarie non correnti	(9)	143.912	59.053	131.766	128.800
Altre attività non correnti	(10)	40.046	44	37.167	6.944
Attività per imposte anticipate	(11)	455.692		427.572	
<b>Totale attività non correnti</b>		<b>8.038.812</b>	<b>77.662</b>	<b>7.720.816</b>	<b>149.017</b>
Rimanenze	(12)	190.268		111.812	
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	(13)	125.439		46.391	
Crediti commerciali	(14)	1.106.715	124.947	1.063.926	119.629
Attività per imposte correnti	(15)	9.439		7.114	
Crediti vari e altre attività correnti	(16)	366.197	904	385.061	13
Attività finanziarie correnti	(17)	382.137	8.865	372.724	8.831
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(18)	476.944		606.888	
Attività possedute per la vendita	(19)	1.144		1.144	
<b>Totale attività correnti</b>		<b>2.658.283</b>	<b>134.716</b>	<b>2.595.060</b>	<b>128.473</b>
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>		<b>10.697.095</b>	<b>212.378</b>	<b>10.315.876</b>	<b>277.490</b>

I saldi comparativi al 31 dicembre 2021 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*) della società Sidiren. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

	Note	30.06.2022	di cui parti correlate	31.12.2021 Rideterminato	di cui parti correlate
migliaia di euro					
<b>PATRIMONIO NETTO</b>					
<b>Patrimonio netto attribuibile agli azionisti</b>					
Capitale sociale		1.300.931		1.300.931	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		1.114.448		966.512	
Risultato netto del periodo		133.318		302.935	
<b>Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti della controllante</b>		<b>2.548.697</b>		<b>2.570.378</b>	
Patrimonio netto attribuibile alle minoranze		384.700		379.976	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	<b>(20)</b>	<b>2.933.397</b>		<b>2.950.354</b>	
<b>PASSIVITA'</b>					
Passività finanziarie non correnti	(21)	3.656.232	151	3.549.612	2.013
Benefici ai dipendenti	(22)	101.694		105.601	
Fondi per rischi ed oneri	(23)	405.741		422.989	
Passività per imposte differite	(24)	197.869		188.725	
Debiti vari e altre passività non correnti	(25)	500.542	122	495.809	138
<b>Totale passività non correnti</b>		<b>4.862.078</b>	<b>273</b>	<b>4.762.736</b>	<b>2.151</b>
Passività finanziarie correnti	(26)	745.027	82.014	467.587	4.755
Debiti commerciali	(27)	1.577.158	21.838	1.523.705	40.230
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	(28)	76.891		89.262	
Debiti vari e altre passività correnti	(29)	312.015		261.057	363
Debiti per imposte correnti	(30)	24.926		48.674	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(31)	165.603		212.501	
Passività correlate ad attività possedute per la vendita	(32)	-		-	
<b>Totale passività correnti</b>		<b>2.901.620</b>	<b>103.852</b>	<b>2.602.786</b>	<b>45.348</b>
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>		<b>7.763.698</b>	<b>104.125</b>	<b>7.365.522</b>	<b>47.499</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>		<b>10.697.095</b>	<b>104.125</b>	<b>10.315.876</b>	<b>47.499</b>

I saldi comparativi al 31 dicembre 2021 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*) della società Sidiren. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

# PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

migliaia di euro

	Note	Primo semestre 2022	di cui parti correlate	Primo semestre 2021 Rideterminato	di cui parti correlate
<b>Ricavi</b>					
Ricavi per beni e servizi	(33)	3.650.475	163.365	1.965.489	166.293
Altri proventi	(34)	61.138	4.076	38.293	3.459
<b>Totale ricavi</b>		<b>3.711.613</b>	<b>167.441</b>	<b>2.003.782</b>	<b>169.752</b>
<b>Costi operativi</b>					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(35)	(2.134.848)	(2.119)	(562.083)	(30.795)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(36)	(728.639)	(21.304)	(663.309)	(21.095)
Oneri diversi di gestione	(37)	(49.246)	(4.903)	(34.879)	(3.058)
- di cui non ricorrenti		(10.826)			
Costi per lavori interni capitalizzati	(38)	21.649		20.714	
Costo del personale	(39)	(257.798)		(247.971)	
<b>Totale costi operativi</b>		<b>(3.148.882)</b>	<b>(28.326)</b>	<b>(1.487.528)</b>	<b>(54.948)</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>562.731</b>		<b>516.254</b>	
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>					
Ammortamenti	(40)	(251.585)		(228.172)	
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(41)	(35.644)		(33.662)	
Altri accantonamenti e svalutazioni	(41)	7.414		(4.198)	
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>		<b>(279.815)</b>		<b>(266.032)</b>	
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>		<b>282.916</b>		<b>250.222</b>	
<b>Gestione finanziaria</b>	<b>(42)</b>				
Proventi finanziari		5.764	165	26.964	1.212
Oneri finanziari		(37.465)	(20)	(41.603)	(39)
<b>Totale gestione finanziaria</b>		<b>(31.701)</b>	<b>145</b>	<b>(14.639)</b>	<b>1.173</b>
Rettifica di valore di partecipazioni	(43)	(13)		1.305	
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	(44)	5.863		5.372	
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>257.065</b>		<b>242.260</b>	
Imposte sul reddito	(45)	(104.424)		(33.987)	
- di cui non ricorrenti		(30.479)		32.258	
<b>Risultato netto delle attività in continuità</b>		<b>152.641</b>		<b>208.273</b>	
Risultato netto da attività operative cessate	(46)	-		-	
<b>Risultato netto del periodo</b>		<b>152.641</b>		<b>208.273</b>	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti		133.318		193.102	
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	(47)	19.323		15.171	
<b>Utile per azione ordinarie e di risparmio</b>	<b>(48)</b>				
- base (euro)		0,10		0,15	
- diluito (euro)		0,10		0,15	

I saldi comparativi del primo semestre 2021 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento, avvenuto al termine dell'esercizio 2021, dell'allocatione del prezzo di acquisizione alla *fair value* definitiva delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società della Divisione Ambiente di Unieco, di Futura e di I.Blu. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

## PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

		Primo semestre 2022	migliaia di euro Primo semestre 2021 Rideterminato
<b>Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)</b>		<b>152.641</b>	<b>208.273</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico</b>			
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(12.354)	33.336
- variazioni di fair value delle attività finanziarie		-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto		-	(331)
- variazione della riserva di traduzione		1.331	470
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		5.361	(8.939)
<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)</b>	<b>(49)</b>	<b>(5.662)</b>	<b>24.536</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico</b>			
- 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		-	-
<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)</b>	<b>(49)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)</b>		<b>146.979</b>	<b>232.809</b>
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti		125.123	217.026
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze		21.856	15.783

I saldi comparativi del primo semestre 2021 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento, avvenuto al termine dell'esercizio 2021, dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società della Divisione Ambiente di Unieco, di Futura e di I.Blu. 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
<b>31/12/2020 Rideterminato</b>	<b>1.300.931</b>	<b>133.019</b>	<b>76.713</b>
<b>Operazioni con i soci</b>			
Dividendi agli azionisti			
Utile non distribuito			10.503
Acquisto azioni proprie			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
<b>Totale operazioni con i soci</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10.503</b>
<b>Conto economico complessivo rilevato nel periodo</b>			
Utile netto del periodo			
Altre componenti di Conto Economico complessivo			
<b>Totale conto economico complessivo rilevato nel periodo</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>30/06/2021 Rideterminato</b>	<b>1.300.931</b>	<b>133.019</b>	<b>87.216</b>
<b>31/12/2021 Rideterminato</b>	<b>1.300.931</b>	<b>133.019</b>	<b>87.216</b>
<b>Operazioni con i soci</b>			
Dividendi agli azionisti			
Utile non distribuito			10.943
Acquisto azioni proprie			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
<b>Totale operazioni con i soci</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10.943</b>
<b>Conto economico complessivo rilevato nel periodo</b>			
Utile netto del periodo			
Altre componenti di Conto Economico complessivo			
<b>Totale conto economico complessivo rilevato nel periodo</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>30/06/2022</b>	<b>1.300.931</b>	<b>133.019</b>	<b>98.159</b>

I saldi comparativi al 31 dicembre 2021 e al 30 giugno 2021 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) della società Sidiren e delle società della Divisione Ambiente di Unieco, di Futura e di I. Blu. 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
<b>(19.501)</b>	<b>657.569</b>	<b>847.800</b>	<b>239.172</b>	<b>2.387.903</b>	<b>376.844</b>	<b>2.764.747</b>
		-	(121.892)	(121.892)	(27.390)	(149.282)
	106.777	117.280	(117.280)	-		-
	(4.092)	(4.092)		(4.092)		(4.092)
	-	-		-	2.114	2.114
	201	201		201	(1.755)	(1.554)
	1.362	1.362		1.362	(1.350)	12
-	<b>104.248</b>	<b>114.751</b>	<b>(239.172)</b>	<b>(124.421)</b>	<b>(28.381)</b>	<b>(152.802)</b>
			193.102	193.102	15.171	208.273
23.454	470	23.924		23.924	612	24.536
<b>23.454</b>	<b>470</b>	<b>23.924</b>	<b>193.102</b>	<b>217.026</b>	<b>15.783</b>	<b>232.809</b>
<b>3.953</b>	<b>762.287</b>	<b>986.475</b>	<b>193.102</b>	<b>2.480.508</b>	<b>364.246</b>	<b>2.844.754</b>
<b>(14.465)</b>	<b>760.742</b>	<b>966.512</b>	<b>302.935</b>	<b>2.570.378</b>	<b>379.976</b>	<b>2.950.354</b>
			(134.723)	(134.723)	(29.987)	(164.710)
	157.269	168.212	(168.212)	-		-
	-	-		-		-
	-	-		-	7.671	7.671
	(417)	(417)		(417)	3.364	2.947
	(11.664)	(11.664)		(11.664)	1.820	(9.844)
-	<b>145.188</b>	<b>156.131</b>	<b>(302.935)</b>	<b>(146.804)</b>	<b>(17.132)</b>	<b>(163.936)</b>
			133.318	133.318	19.323	152.641
(9.526)	1.331	(8.195)		(8.195)	2.533	(5.662)
<b>(9.526)</b>	<b>1.331</b>	<b>(8.195)</b>	<b>133.318</b>	<b>125.123</b>	<b>21.856</b>	<b>146.979</b>
<b>(23.991)</b>	<b>907.261</b>	<b>1.114.448</b>	<b>133.318</b>	<b>2.548.697</b>	<b>384.700</b>	<b>2.933.397</b>

I saldi comparativi al 31 dicembre 2021e al 30 giugno 2021 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) della società Sidiren e delle società della Divisione Ambiente di Unieco, di Futura e di I.Blu. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

# RENDICONTO FINANZIARIO

migliaia di euro

	Primo semestre 2022	Primo semestre 2021 Rideterminato
<b>A. Disponibilità liquide iniziali</b>	<b>606.888</b>	<b>890.169</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>		
Risultato del periodo	152.641	208.273
Rettifiche per:		
Imposte del periodo	104.424	33.987
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(5.863)	(5.372)
Oneri (proventi) finanziari netti	31.701	14.639
Ammortamenti attività materiali e immateriali	251.585	228.172
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	901	157
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	35.644	33.662
Accantonamenti netti a fondi	106.250	70.021
(Plusvalenze) Minusvalenze	396	(315)
Erogazioni benefici ai dipendenti	(4.879)	(4.918)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(24.175)	(9.714)
Variazione altre attività non correnti	(2.199)	(9.954)
Variazione debiti vari e altre passività non correnti	3.742	(2.260)
Imposte pagate	(128.708)	(42.630)
Acquisto ETS	(42.638)	(43.619)
Flussi finanziari per transazioni su mercati derivati commodities	(30.850)	18.475
Altre variazioni patrimoniali	265	(1.365)
Variazione rimanenze	(78.971)	(16.801)
Variazione attività derivanti da contratti con i clienti	(105.273)	(8.338)
Variazione crediti commerciali	(24.284)	38.793
Variazione crediti per imposte correnti e altre attività correnti	35.298	14.690
Variazione debiti commerciali	8.772	(133.149)
Variazione passività derivanti da contratti con i clienti	(12.371)	(3.360)
Variazione debiti per imposte correnti e altre passività correnti	22.487	27.590
<b>B. Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa</b>	<b>293.895</b>	<b>406.664</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(337.795)	(279.130)
Investimenti in attività finanziarie	(39.892)	(1.701)
Realizzo investimenti	659	2.743
Acquisizione di società controllate al netto della cassa acquisita	(198.403)	2.579
Dividendi incassati	1.705	1.604
<b>C. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di investimento</b>	<b>(573.726)</b>	<b>(273.905)</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>		
Acquisto azioni proprie	-	(4.092)
Erogazione di dividendi	(24.797)	(147.366)
Acquisto quote di partecipazioni in imprese consolidate	-	(1.554)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	150.000	5.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(19.561)	(93.196)
Variazione debiti finanziari per leasing	(5.563)	(5.440)
Variazione altri debiti finanziari	6.512	(13.723)
Variazione crediti finanziari	58.808	(28.530)
Interessi pagati	(16.754)	(14.511)
Interessi incassati	1.242	1.446
<b>D. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di finanziamento</b>	<b>149.887</b>	<b>(301.966)</b>
<b>E. Flusso monetario del periodo (B+C+D)</b>	<b>(129.944)</b>	<b>(169.207)</b>
<b>F. Disponibilità liquide finali (A+E)</b>	<b>476.944</b>	<b>720.962</b>

# 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 2022 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 al 30 giugno 2022 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 2022 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 2022 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 2021 e disponibile presso la sede sociale, la Borsa Italiana S.p.A. e sul sito Internet [www.gruppoiren.it](http://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 2022 e illustrati nel successivo paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2022".

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

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

### **Schemi di bilancio**

Gli schemi di bilancio adottati dal Gruppo Iren per la redazione del presente bilancio sono gli stessi applicati nella predisposizione del bilancio chiuso al 31 dicembre 2021.

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 Semestrale è stata autorizzata alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. nella riunione del 28 luglio 2022.

### **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. In tale contesto, si segnala che le stime degli oneri in capo al Gruppo inerenti al contributo straordinario sugli extra-profitti delle aziende energetiche (il c.d. Contributo di Solidarietà ex DL 21/2022 "Tagliaprezzi") e al meccanismo di compensazione sul prezzo dell'energia introdotto dal DL "Sostegni Ter" sono soggette, in particolare, all'incertezza dovuta alla definizione del perimetro di applicazione di tali norme e, in via generale, all'evoluzione normativa in essere legata alle misure di contrasto degli effetti del caro energia.

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 2022 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.

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 2022

A partire dal 1° gennaio 2022 risultano applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e modifiche ai principi contabili, emanati dallo IASB e recepiti dall'Unione Europea:

### *Modifica dello IAS 37 – Contratti onerosi*

Il documento, pubblicato dallo IASB in maggio 2020 e omologato dall'Unione Europea con Reg. 2021/1080 del 28 giugno 2021, specifica quali costi devono essere inclusi nel costo di adempimento di un contratto al fine di identificare un eventuale contratto oneroso. In particolare, il par. 68A precisa che i costi necessari all'adempimento del contratto includono: a) i costi incrementali sostenuti dall'entità per l'adempimento del contratto, quali materiali e manodopera diretta; b) un'allocatione di altri costi, ad esempio una quota parte dell'ammortamento di un impianto utilizzato per l'adempimento del contratto in via non esclusiva. La modifica deve essere applicata a partire dal 1° gennaio 2022, con riferimento ai soli contratti in vigore alla data della prima applicazione. L'entità non deve rideterminare gli esercizi precedenti; l'effetto cumulato derivante dalla prima applicazione della modifica deve essere rilevato nel saldo di apertura degli Utili portati a nuovo (o altra componente di patrimonio netto se appropriata).

### *Modifica dello IAS 16 – Immobili, impianti e macchinari— Proventi prima dell'uso previsto*

Il documento, pubblicato dallo IASB in maggio 2020 e omologato dall'Unione Europea con Reg. 2021/1080 del 28 giugno 2021, introduce alcune modifiche allo IAS 16 – *Immobili, impianti e macchinari* con riferimento alla contabilizzazione di eventuali ricavi derivanti dalla vendita di articoli prodotti dall'entità per "portare il bene nel luogo e nelle condizioni necessarie al funzionamento nel modo inteso dalla direzione aziendale" (ad esempio, campioni prodotti durante il collaudo dei macchinari). Tali ricavi non devono più essere dedotti dal costo degli immobili, impianti e macchinari (viene quindi annullata la compensazione). I ricavi di vendita e i costi di tali articoli devono essere riconosciuti nel conto economico in conformità con i principi ad essi applicabili.

Se non presentati separatamente nel conto economico complessivo, l'entità deve indicare nelle note al bilancio gli importi dei proventi e dei costi agli articoli prodotti che non sono un output delle attività ordinarie dell'entità e specificare quali righe del conto economico complessivo li includono.

La modifica deve essere applicata retrospettivamente a partire dal 1° gennaio 2022, ma solo con riferimento ad immobili e impianti entrati in funzione o diventati disponibili per l'utilizzo successivamente all'inizio del primo periodo comparativo presentato. L'effetto cumulato derivante dalla prima applicazione della modifica deve essere rilevato nel saldo di apertura degli Utili portati a nuovo (o altra componente di patrimonio netto se appropriata).

### *Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2018-2020*

Le modifiche si applicano a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° Gennaio 2022.

Le principali modifiche riguardano:

- IFRS 1 Prima adozione degli IFRS - Entità controllata come first-time adopter - Un'entità controllata che applica per la prima volta gli IFRS Standards dopo la sua controllante, può applicare il paragrafo D16(a) dell'IFRS 1 e valutare le differenze cumulative di conversione utilizzando i valori riportati nel bilancio consolidato della controllante, che sono stati determinati sulla base della data di transizione agli IFRS di quest'ultima. La suddetta esenzione può essere applicata anche dalle società collegate e joint venture che applicano per la prima volta gli IFRS dopo la loro partecipante.

- IFRS 9 Strumenti finanziari - Commissioni incluse nel "test del 10%" ai fini della derecognition delle passività finanziarie - La modifica all'IFRS 9 ha chiarito che le commissioni da considerare nel suddetto test del 10% sono le sole commissioni pagate o ricevute tra l'entità finanziata e il finanziatore e le commissioni pagate o ricevute dall'entità finanziata o dal finanziatore per conto dell'altra parte.

- Esempi illustrativi dell'IFRS 16 Leasing - Incentivi al leasing - Eliminato dall'esempio illustrativo n. 13 che accompagna l'IFRS 16, il trattamento contabile nel bilancio del locatario di un incasso ricevuto dal locatore a fronte

dei costi per miglorie sul bene in leasing, in quanto la conclusione dell'esempio non era supportata da un'adeguata spiegazione.

*Modifica dell'IFRS 3 – Riferimento al quadro sistematico per la preparazione e la presentazione del bilancio.*

Le modifiche intendono aggiornare le definizioni di attività e passività del presente principio affinché si riferiscano a quelle definite nel Conceptual Framework for Financial Reporting emesso a marzo 2018 ("Conceptual Framework"). Tuttavia, come eccezione, l'acquirente non applica le definizioni di attività e passività del Conceptual Framework ma quelle dei principi di riferimento nei seguenti casi:

- accantonamenti o passività potenziali nell'ambito di applicazione dello "IAS 37 Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets";
- tributi nell'ambito di applicazione dell'"IFRIC 21 Levies".

Infine, le modifiche chiariscono che alla data di acquisizione l'acquirente non deve rilevare l'attività potenziale acquisita in un'aggregazione aziendale. Le modifiche si applicano a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° Gennaio 2022.

L'applicazione di tali modifiche e miglioramenti agli IFRS citati non ha comportato effetti significativi sulla situazione patrimoniale-finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.

Nuovi principi o modifiche ai principi entreranno in vigore per gli esercizi che hanno inizio dopo il 1° gennaio 2022 e la cui applicazione anticipata è consentita.

Il Gruppo ha deciso di non adottarli anticipatamente per la preparazione del presente bilancio consolidato intermedio abbreviato.

## II. PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

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

### *Società controllate*

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

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

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

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

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

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

### *Società a controllo congiunto*

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

In presenza di società miste pubblico-privato, data l'oggettiva possibilità da parte del socio pubblico di esercitare la propria influenza sulla società, oltre che attraverso gli accordi di *governance*, anche in virtù della propria natura di

ente pubblico, la sussistenza del controllo congiunto viene valutata, oltre che con riferimento alla lettera degli accordi contrattuali, valutando l'effettiva possibilità da parte del socio privato di controllare congiuntamente le decisioni strategiche relative alla società partecipata.

Gli accordi a controllo congiunto si distinguono in 2 tipologie:

- una Joint Venture (JV) è un accordo nel quale le parti vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le Joint Ventures sono valutate con il metodo del patrimonio netto;
- una Joint Operation (JO) è un accordo in base al quale i soci non si limitano esclusivamente a partecipare al risultato netto della società, ma esercitano diritti sulle sue attività e hanno obbligazioni per le sue passività. In questo caso si procede al consolidamento integrale delle attività/ricavi su cui il socio esercita tali diritti e delle passività/costi di cui il socio si assume gli obblighi.

#### *Società collegate (contabilizzate con il metodo del patrimonio netto)*

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

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

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

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

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

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

#### *Aggregazioni aziendali*

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

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

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

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

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

nell'utile/(perdita) dell'esercizio.

Nel caso in cui gli incentivi riconosciuti nel pagamento basato su azioni (incentivi sostitutivi) sono scambiati con incentivi posseduti da dipendenti dell'acquisita (incentivi dell'acquisita), il valore di tali incentivi sostitutivi dell'acquirente è interamente o parzialmente incluso nella valutazione del corrispettivo trasferito per l'aggregazione aziendale. Tale valutazione prende in considerazione la differenza del valore di mercato degli incentivi sostitutivi rispetto a quello degli incentivi dell'acquisita e la proporzione di incentivi sostitutivi che si riferisce a prestazione di servizi precedenti all'aggregazione.

#### *Perdita del controllo*

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

#### *Transazioni eliminate nel processo di consolidamento*

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

### **III. AREA DI CONSOLIDAMENTO**

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

#### Società Capogruppo:

Iren S.p.A.

#### Società consolidate con il metodo integrale

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

1) Iren Ambiente e le società da questa controllate:

- ACAM Ambiente
- AMIAT V e la controllata:
  - AMIAT
- Bonifica Autocisterne
- I.Blu
- Iren Ambiente Parma
- Iren Ambiente Piacenza
- Iren Ambiente Toscana e le sue controllate:
  - Futura
  - Scarlino Energia
  - Scarlino Immobiliare
  - Valdarno Ambiente e le sue controllate:
    - C.R.C.M
    - TB
- ReCos
- Rigenera Materiali
- San Germano
- Territorio e Risorse
- TRM

- Unieco Holding Ambiente e le sue controllate:
  - Borgo Ambiente
  - Manduriambiente
  - Picena Depur
- 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 sua controllata
    - Lab 231
- Maira e la controllata:
  - Formaira
- Iren Green Generation (già Puglia Holding) e le controllate:
  - Iren Green Generation Tech (già ASI Troia FV1)
  - Palo Energia
  - Piano Energia
  - Solleone Energia
  - Traversa Energia
- Valle Dora Energia

3) Iren Mercato e le società da questa controllate:

- Alegas
- Salerno Energia Vendite

4) IRETI e le società da questa controllate:

- ACAM Acque
- ASM Vercelli e la controllata:
  - ATENA Trading
- Consorzio GPO
- Iren Laboratori
- Iren Acqua e la controllata:
  - Iren Acqua Tigullio
- Nord Ovest Servizi

La variazione area di consolidamento integrale per il primo semestre 2022 è dovuta all'acquisizione del 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, Valdarno Ambiente, C.R.C.M., Alegas, Dogliani Energia e Valle Dora Energia. Per maggiori dettagli su tali operazioni si rimanda al successivo capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

Si segnala che nel corso del primo semestre 2022 hanno avuto efficacia tre operazioni societarie che, pur non comportando variazioni dell'area di consolidamento, hanno determinato uno snellimento della struttura partecipativa del Gruppo:

- la fusione per incorporazione di SidIren in Salerno Energia Vendite, con efficacia 1° febbraio 2022;
- la fusione per incorporazione di Iren Energy Solutions in Iren Smart Solutions efficace a partire dal 1° marzo 2022;
- la fusione per incorporazione di Produrre Pulito in Iren Ambiente, con efficacia 1° giugno 2022.

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 2022

#### Aggregazioni aziendali contabilizzate in maniera provvisoria

Nel corso del primo semestre 2022 il Gruppo ha acquisito dal Gruppo European Energy 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, Valdarno Ambiente, C.R.C.M., Alegas e Valle Dora Energia.

Il 16 febbraio 2022 il Gruppo ha perfezionato l'acquisizione da European Energy del 100% di Puglia Holding (ora Iren Green Generation), detentrica di cinque *Special Purpose Vehicles (SPV)* dedicati alla produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaico, per un corrispettivo pari a 187.367 migliaia di euro:

- ASI Troia FV1 (ora Iren Green Generation Tech), nel Comune di Troia (provincia di Foggia), intestataria delle autorizzazioni di costruzione e gestione di due parchi fotovoltaici in funzione dal 2021 presso le località di San Vincenzo e Montevergine, per una capacità installata complessiva pari a 103 MW;
- Palo Energia, Piano Energia, Solleone Energia e Traversa Energia, titolari di quattro parchi fotovoltaici relativi al complesso di Palo del Colle (Provincia di Bari), per una capacità installata complessiva di 18,5 MW, entrati in esercizio a inizio 2022.

Contestualmente il Gruppo ha stipulato 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, per una potenza installata complessiva pari a 437,5 MW.

Nel periodo di 5 mesi chiuso al 30 giugno 2022, le controllate hanno generato ricavi pari a 20.929 migliaia di euro e un utile di 9.709 migliaia di euro, interamente inclusi nel presente bilancio consolidato. 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 2022.

Il 20 aprile 2022 il Gruppo, attraverso un'operazione di conferimento di partecipazioni, ha perfezionato l'acquisizione del controllo della neocostituita Valdarno Ambiente. In particolare, i passaggi societari intervenuti sono stati i seguenti:

- in data 1° aprile 2022 è stata costituita dalla collegata CSAI, partecipata da Iren Ambiente Toscana al 40,32%, la società Valdarno Ambiente, con capitale sociale pari a 10.000 euro;
- Valdarno Ambiente ha deliberato un aumento di capitale per complessivi 17.870.000 euro che in data 20 aprile 2022 è stato sottoscritto da CSAI per 10.086.000 euro, attraverso il conferimento del 76,06% della società CRCM, del 16,367% della società SEI Toscana e il 9,91% della società TB, e da Iren Ambiente Toscana per 7.784.000 euro, attraverso il conferimento del 90,09% della società TB;
- nella stessa data dell'operazione di aumento di capitale sono stati firmati da CSAI e IREN Ambiente Toscana dei patti parasociali per la governance della partecipata che conferiscono a Iren Ambiente Toscana la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti di Valdarno Ambiente. All'interno dei patti parasociali è inoltre prevista la facoltà a favore del socio CSAI di cedere ad Iren Ambiente Toscana la partecipazione, o parte di essa, detenuta in Valdarno Ambiente.

Infine, in data 29 giugno 2022 Iren Ambiente Toscana ha sottoscritto un ulteriore aumento di capitale in denaro per 5.073.770 euro e in conseguenza delle operazioni precedentemente descritte le quote di partecipazione in Valdarno Ambiente sono detenute per il 56,02% da Iren Ambiente Toscana e per il 43,98% da CSAI.

Nel periodo di 3 mesi chiuso al 30 giugno 2022, le controllate hanno generato ricavi pari a 490 migliaia di euro e un utile di 9 migliaia di euro. La direzione aziendale ritiene che se l'acquisizione fosse avvenuta il 1° gennaio 2022, l'impatto sui ricavi consolidati sarebbe ammontato a 995 migliaia di euro e sul risultato consolidato dell'esercizio sarebbe stato pari a +74 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 2022.

Il 21 aprile 2022 il Gruppo ha perfezionato l'acquisizione dell'80% di Alegas da AMAG S.p.A., multiutility con sede ad Alessandria, per un corrispettivo pari a 17.150 migliaia di euro.

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

Nel periodo di 3 mesi chiuso al 30 giugno 2022, la controllata ha generato ricavi pari a 15.145 migliaia di euro e un utile di 74 migliaia di euro. La direzione aziendale ritiene che se l'acquisizione fosse avvenuta il 1° gennaio 2022, l'impatto sui ricavi consolidati sarebbe ammontato a 55.588 migliaia di euro e sul risultato consolidato dell'esercizio sarebbe stato pari a 851 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 2022.

Il 29 aprile 2022 Il Gruppo, tramite la controllata Iren Energia, ha perfezionato l'acquisto del 25,5% delle quote della collegata Valle Dora Energia (per un corrispettivo pari a 1.560 migliaia di euro), di cui già deteneva il 49% delle quote. Nel mese di giugno, a seguito dell'acquisizione della maggioranza delle quote, sono state perfezionate le modifiche statutarie della società che hanno consentito ad Iren Energia di controllare Valle Dora Energia.

Nel periodo di 1 mese chiuso al 30 giugno 2022, la controllata ha generato ricavi pari a 194 migliaia di euro e una perdita di 56 migliaia di euro. La direzione aziendale ritiene che se l'acquisizione fosse avvenuta il 1° gennaio 2022, l'impatto sui ricavi consolidati sarebbe ammontato a 5.308 migliaia di euro e sul risultato consolidato dell'esercizio sarebbe stato pari a +3.130 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 2022.

La rideterminazione al fair value della partecipazione del 49% detenuta precedentemente dal Gruppo in Valle Dora Energia ha generato un provento di 19 migliaia di euro (4.558 migliaia di euro detratti 4.539 migliaia di euro relativi al valore contabile della partecipazione contabilizzata con il metodo del patrimonio netto alla data di acquisizione). Tale importo è stato incluso nella voce "Rettifica di valore di partecipazioni".

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 acquisizione il fair value provvisorio del corrispettivo, delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte e dell'avviamento provvisorio.

	migliaia di euro			
	<b>Gruppo Iren Green Generation</b>	<b>Valdarno Ambiente / C.R.C.M.</b>	<b>Alegas</b>	<b>Valle Dora Energia</b>
Corrispettivo trasferito				
Disponibilità liquide	187.367	-	17.150	1.560
Strumenti rappresentativi di capitale	-	4.467	-	-
Fair Value dell'interessenza detenuta prima dell'acquisizione del controllo	-	-	-	2.998
<b>Fair value del corrispettivo alla data di acquisizione</b>	<b>187.367</b>	<b>4.467</b>	<b>17.150</b>	<b>4.558</b>
Fair value provvisorio delle attività nette identificabili				
Attività materiali	99.772	2.471	44	20.703
Attività immateriali a vita definita	-	191	8	407
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	-	6.262	-	-
Attività finanziarie non correnti	-	164	-	-
Altre attività non correnti	-	8	-	-
Attività per imposte anticipate	-	10	3.234	28
Rimanenze	-	35	-	-
Crediti commerciali	3.440	1.071	53.662	969
Crediti per imposte correnti	485	46	19	24
Crediti vari e altre attività correnti	15.315	300	11.084	2.815
Attività finanziarie correnti	-	10	-	7
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.968	1.284	2.362	-
Passività finanziarie non correnti	-	-	(2.746)	(15.376)
Benefici ai dipendenti	-	(106)	(72)	-
Fondi per rischi ed oneri	(439)	-	-	-
Passività per imposte differite	-	-	(174)	-
Debiti vari e altre passività non correnti	-	(1)	(990)	-
Passività finanziarie correnti	-	-	(15.301)	-
Debiti commerciali	(2.977)	(221)	(39.792)	(2.660)
Debiti vari e altre passività correnti	(112)	(97)	(14.869)	-
Debiti per imposte correnti	(1.866)	(28)	(518)	(420)
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(47)	-	(185)	(1.021)
<b>Totale fair value provvisorio delle attività nette identificabili</b>	<b>120.539</b>	<b>11.399</b>	<b>(4.234)</b>	<b>5.476</b>
Interessenze delle minoranze nelle attività nette identificabili	-	(7.358)	847	(1.396)
<b>Avviamento/(Badwill) provvisorio</b>	<b>66.828</b>	<b>426</b>	<b>20.537</b>	<b>478</b>

In relazione ad Alegas, i crediti commerciali comprendono importi contrattuali lordi per 67.128 migliaia di euro, di cui 13.466 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 delle rettifiche agli importi indicati o a qualsiasi ulteriore fondo in essere alla data di acquisizione, la contabilizzazione dell'acquisizione sarà rivista.

## AGGREGAZIONI AZIENDALI AVVENUTE NELL'ESERCIZIO 2021 CONTABILIZZATE IN MANIERA PROVVISORIA AL 31 DICEMBRE 2021

Nel corso dell'esercizio 2021 il Gruppo ha acquisito il controllo delle società Sidiren, Lab231, Bosch Energy and Building Solutions Italy (denominata Iren Energy Solutions a partire dal 1° gennaio 2022) e di un ramo d'azienda della società Sviluppo Ambiente e Sicurezza. Tali aggregazioni aziendali nel bilancio al 31 dicembre 2021, come consentito dall'IFRS 3, erano state contabilizzate in maniera provvisoria.

Per l'acquisizione di Sidiren il fair value definitivo delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte è stato determinato nel corso del primo semestre 2022, riflettendo la migliore conoscenza nel frattempo maturata. 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 31 dicembre 2021 e 30 giugno 2021 sono stati rideterminati per tenere conto dei nuovi valori.

Per le acquisizioni di Lab231, Bosch Energy and Building Solutions Italy (denominata Iren Energy Solutions a partire dal 1° gennaio 2022) e di un ramo d'azienda della società Sviluppo Ambiente e Sicurezza il fair value provvisorio, alla data di ottenimento del controllo, delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte non è stato modificato e al 30 giugno 2022 sono ancora in corso le valutazioni per determinare il fair value definitivo.

### Sidiren

Il 16 luglio 2021 il Gruppo ha perfezionato l'operazione di acquisizione del 100% di Sidiren, newco conferitaria del ramo d'azienda, comprensivo del relativo personale, proveniente da Sidigas.com S.r.l., operativa nella vendita di gas naturale con un portafoglio di circa 52 mila clienti distribuiti prevalentemente nella Provincia di Avellino. Nel periodo di sei mesi chiuso al 31 dicembre 2021, la controllata ha generato ricavi pari a 14.221 migliaia di euro e un utile di 754 migliaia di euro.

Nella tabella seguente viene riportato il valore delle attività acquisite e delle passività assunte identificabili contabilizzate in maniera provvisoria alla data di acquisizione e gli importi rideterminati in questo bilancio a tale data.

	Fair value provvisorio	Adeguamento Fair value	migliaia di euro Fair value definitivo
<b>Fair value del corrispettivo alla data di acquisizione</b>	<b>30.223</b>		<b>30.223</b>
Fair value delle attività nette identificabili			
Attività immateriali a vita definita		20.202	20.202
Debiti vari e altre passività non correnti	(2.660)		(2.660)
Passività per imposte differite		(5.852)	(5.852)
<b>Totale fair value delle attività nette identificabili</b>	<b>(2.660)</b>	<b>14.350</b>	<b>11.690</b>
<b>Avviamento / (Utile derivante dall'acquisto a prezzi favorevoli)</b>	<b>32.883</b>	<b>(14.350)</b>	<b>18.533</b>

Dall'analisi svolta ai fini dell'allocazione del prezzo di acquisto della società Sidiren è stato identificato l'asset intangibile derivante dalla relazione con la clientela, che è stato valorizzato per 20.202 migliaia di euro utilizzando il metodo dei flussi di cassa attualizzati (DCF). Si riportano di seguito le principali assunzioni utilizzate per la valutazione delle relazioni commerciali con clienti:

- Vita utile: 23,5 anni;
- Tasso di abbandono: 4,25%, calcolato come media tra il tasso di abbandono della Società e il tasso di abbandono implicito nella vita utile media delle relazioni commerciali con clienti di società comparabili;
- Tax Rate medio applicato: 28,97%.

L'avviamento derivante dall'acquisizione si riferisce principalmente al possibile sviluppo commerciale sul territorio di riferimento e alle sinergie che si prevede di ottenere dall'integrazione della società acquisita nel settore mercato del Gruppo

## RIDETERMINAZIONE DEI VALORI AL 30 GIUGNO 2021

Il Gruppo ha acquisito nel corso del secondo semestre 2020 il controllo delle società della Divisione Ambiente di Unieco e I.Blu e nel corso del primo trimestre 2021 la società Futura. 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 2021, riflettendo la migliore conoscenza nel frattempo maturata. Nel bilancio consolidato al 30 giugno 2021 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 2021 sono stati rideterminati per tenere conto dei nuovi valori. Di seguito si riportano le variazioni intervenute con riferimento ai saldi economici ed alla rappresentazione dei flussi finanziari del primo semestre 2021.

	Primi 6 mesi 2021 Pubblicati	Effetto contabilizzazione IFRS 3			Primi 6 mesi 2021 Rideterminati
		Divisione Ambiente Unieco	I. Blu	Futura	
migliaia di euro					
<b>Ricavi</b>					
Ricavi per beni e servizi	1.966.711	(1.222)	-	-	1.965.489
Altri proventi	38.293	-	-	-	38.293
<b>Totale ricavi</b>	<b>2.005.004</b>	<b>(1.222)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.003.782</b>
<b>Costi operativi</b>					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(562.083)	-	-	-	(562.083)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(663.309)	-	-	-	(663.309)
Oneri diversi di gestione	(34.879)	-	-	-	(34.879)
Costi per lavori interni capitalizzati	20.714	-	-	-	20.714
Costo del personale	(247.971)	-	-	-	(247.971)
<b>Totale costi operativi</b>	<b>(1.487.528)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1.487.528)</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>517.476</b>	<b>(1.222)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>516.254</b>
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>					
Ammortamenti	(228.507)	725	(358)	(32)	(228.172)
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(33.662)	-	-	-	(33.662)
Altri accantonamenti e svalutazioni	(4.198)	-	-	-	(4.198)
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>	<b>(266.367)</b>	<b>725</b>	<b>(358)</b>	<b>(32)</b>	<b>(266.032)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>251.109</b>	<b>(497)</b>	<b>(358)</b>	<b>(32)</b>	<b>250.222</b>
<b>Gestione finanziaria</b>					
Proventi finanziari	26.964	-	-	-	26.964
Oneri finanziari	(41.603)	-	-	-	(41.603)
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>(14.639)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(14.639)</b>
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-	-	1.305	1.305
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	6.276	(939)	-	35	5.372
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>242.746</b>	<b>(1.436)</b>	<b>(358)</b>	<b>1.308</b>	<b>242.260</b>
Imposte sul reddito	(34.238)	142	100	9	(33.987)
- di cui non ricorrenti	32.258	-	-	-	32.258
<b>Risultato netto delle attività in continuità</b>	<b>208.508</b>	<b>(1.294)</b>	<b>(258)</b>	<b>1.317</b>	<b>208.273</b>
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-	-	-
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>208.508</b>	<b>(1.294)</b>	<b>(258)</b>	<b>1.317</b>	<b>208.273</b>
attribuibile a:					
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	193.238	(1.256)	(206)	1.326	193.102
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	15.270	(38)	(52)	(9)	15.171
<b>Utile per azione ordinarie e di risparmio</b>					
- base (euro)	0,15	(0,00)	(0,00)	0,00	0,15
- diluito (euro)	0,15	(0,00)	(0,00)	0,00	0,15

migliaia di euro

	Primi 6 mesi 2021 Pubblicati	Riclassifiche	Effetto contabilizzazione IFRS 3			Primi 6 mesi 2021 Rideterminati
			Divisione Ambiente Unieco	I. Blu	Futura	
<b>A. Disponibilità liquide iniziali</b>	<b>890.169</b>	-	-	-	-	<b>890.169</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>						
Risultato del periodo	208.508	-	(1.294)	(258)	1.317	208.273
Rettifiche per:						-
Imposte del periodo	34.238	-	(142)	(100)	(9)	33.987
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(6.276)	-	939	-	(35)	(5.372)
Oneri (proventi) finanziari netti	14.639	-	-	-	-	14.639
Ammortamenti attività materiali e immateriali	228.507	-	(725)	358	32	228.172
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	157	-	-	-	-	157
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti		33.662	-	-	-	33.662
Accantonamenti netti a fondi	103.683	(33.662)	-	-	-	70.021
(Plusvalenze) Minusvalenze	(315)	-	-	-	-	(315)
Erogazioni benefici ai dipendenti	(4.918)	-	-	-	-	(4.918)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(9.714)	-	-	-	-	(9.714)
Variazione altre attività non correnti	(12.214)	2.260	-	-	-	(9.954)
Variazione debiti vari e altre passività non correnti		(2.260)	-	-	-	(2.260)
Imposte pagate	(42.630)	-	-	-	-	(42.630)
Acquisto ETS		(43.619)	-	-	-	(43.619)
Flussi finanziari per transazioni su mercati derivati commodities		18.475	-	-	-	18.475
Altre variazioni patrimoniali	(67.113)	67.053	-	-	(1.305)	(1.365)
Variazione rimanenze	(17.132)	331	-	-	-	(16.801)
Variazione attività derivanti da contratti con i clienti		(8.338)	-	-	-	(8.338)
Variazione crediti commerciali	71.141	(32.348)	-	-	-	38.793
Variazione crediti per imposte correnti e altre attività correnti	14.690	-	-	-	-	14.690
Variazione debiti commerciali	(133.149)	-	-	-	-	(133.149)
Variazione passività derivanti da contratti con i clienti		(3.360)	-	-	-	(3.360)
Variazione debiti per imposte correnti e altre passività correnti	24.230	3.360	-	-	-	27.590
<b>B. Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa</b>	<b>406.332</b>	<b>1.554</b>	<b>(1.222)</b>	-	-	<b>406.664</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>						-
Investimenti in attività materiali e immateriali	(279.130)	-	-	-	-	(279.130)
Investimenti in attività finanziarie	(1.701)	-	-	-	-	(1.701)
Realizzo investimenti	2.743	-	-	-	-	2.743
Variazione area di consolidamento	2.579	-	-	-	-	2.579
Dividendi incassati	1.604	-	-	-	-	1.604
<b>C. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di investimento</b>	<b>(273.905)</b>	-	-	-	-	<b>(273.905)</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>						-
Aumento capitale	-	-	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	(4.092)	-	-	-	-	(4.092)
Erogazione di dividendi	(147.366)	-	-	-	-	(147.366)
Acquisto quote di partecipazioni in imprese consolidate		(1.554)	-	-	-	(1.554)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	5.000	-	-	-	-	5.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(93.196)	-	-	-	-	(93.196)
Variazione debiti finanziari per leasing	(5.440)	-	-	-	-	(5.440)

Variazione altri debiti finanziari	(13.723)	-	-	-	-	(13.723)
Variazione crediti finanziari	(29.752)	-	1.222	-	-	(28.530)
Interessi pagati	(14.511)	-	-	-	-	(14.511)
Interessi incassati	1.446	-	-	-	-	1.446
<b>D. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di finanziamento</b>	<b>(301.634)</b>	<b>(1.554)</b>	<b>1.222</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(301.966)</b>
<b>E. Flusso monetario del periodo (B+C+D)</b>	<b>(169.207)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(169.207)</b>
<b>F. Disponibilità liquide finali (A+E)</b>	<b>720.962</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>720.962</b>

## 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 infragrupo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragrupo. Alcune società partecipate hanno una gestione finanziaria autonoma, nel rispetto delle linee guida fornite dalla Capogruppo.

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 pari a 2 milioni di euro. 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 375 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 2021 nel paragrafo "a) Rischio di liquidità" del capitolo "VI. 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 2021 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 17% da prestiti e all’83% da obbligazioni; si evidenzia inoltre che il 65% del debito totale è finanziato da fondi di tipo *sustainable* e che il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per l’83% a tasso fisso e per il 17% a tasso variabile.

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

#### *b) Rischio cambio*

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

#### *c) Rischio tassi di interesse*

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

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

Il *fair value* dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 30 giugno 2022 riguarda la posizione della Capogruppo (positiva per 28.610 migliaia di euro) e di TRM (negativa per 20.925 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 circa il 96% dell’indebitamento finanziario da finanziamenti, in linea con l’obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un’adeguata protezione da significativi rialzi del tasso di interesse.

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

## 2. RISCHIO DI CREDITO

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

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

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano non essere onorati alla scadenza con conseguente aumento dell’anzianità e dell’insolubilità sino all’aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali o inesigibili. Tale rischio risente, tra gli altri fattori, anche della situazione economico-finanziaria congiunturale che nel primo semestre del 2022 ha comportato un aumento dei prezzi per i clienti finali di gas, luce e teleriscaldamento particolarmente significativo. Per limitare l’esposizione al rischio di credito, sono

usati strumenti tra i quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata valutazione del merito creditizio, l'affidamento dei crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e l'introduzione di nuove modalità di recupero per la gestione del contenzioso legale. Inoltre, sono offerti ai Clienti numerosi metodi di pagamento attraverso canali anche digitali e proposti piani di pagamento opportunamente monitorati.

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

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

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

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

Il controllo sui rischi di credito è 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.

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

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

Crediti commerciali correnti	34.357
Crediti commerciali non correnti	1.287
Crediti finanziari non correnti	409
<b>Totale</b>	<b>36.053</b>

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 CO<sub>2</sub>, 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 e PUN) per complessivi 3,6 TWh. Il Fair Value di tali strumenti al 30 giugno 2022 è complessivamente positivo per 124.218 migliaia di euro (di cui 231.001 migliaia di euro di fair Value inclusi nelle attività finanziarie correnti e 106.783 migliaia di euro di Fair Value negativi inclusi nelle passività finanziarie correnti).
- sulla piattaforma regolamentata European Energy Exchange - EEX, in cui risultano in essere operazioni di derivato su PUN per un nozionale netto complessivo pari a 0,3 TWh. Il Fair Value di tali strumenti al 30 giugno 2022 è complessivamente positivo per 64.858 migliaia di euro, che presentano una regolazione giornaliera del loro fair value su un apposito conto corrente: in bilancio non sono valorizzate in quanto già espresse in "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 è iscritta a conto economico e la sua classificazione avviene in accordo con la natura dello strumento sottostante:

- nel caso di strumenti derivati su commodity, nel margine operativo lordo; in particolare la componente realizzata è contabilizzata a rettifica della componente di costo o ricavo cui si riferisce e quella derivante dalla valutazione del derivato a fine periodo tra gli altri oneri o tra gli altri proventi;
- nel caso di copertura del rischio di tasso, nei proventi ed oneri finanziari.

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.

## 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, cioè 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.

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

Nelle tabelle seguenti, non vengono rappresentate le attività e le passività relative a derivati stipulati sul mercato EEX (utilizzati per le coperture in Fair Value Hedge), che in bilancio non sono 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

30.06.2022	Valore contabile				TOTALE
	Fair Value strumenti di copertura	Fair Value Through Profit & Loss	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	
<b>Attività finanziarie valutate al fair value</b>					
Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)	259.611				259.611
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana		25.326			25.326
Altre partecipazioni		24.878			24.878
<b>Totale Attività finanziarie valutate al fair value</b>	<b>259.611</b>	<b>50.204</b>	-	-	<b>309.815</b>
<b>Attività finanziarie non valutate al fair value</b>					
Crediti commerciali			1.126.176		1.126.176
Crediti finanziari			241.112		241.112
Altri crediti e altre attività (*)			354.007		354.007
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti			476.944		476.944
<b>Totale Attività finanziarie non valutate al fair value</b>	-	-	<b>2.198.239</b>	-	<b>2.198.239</b>
<b>Passività finanziarie valutate al fair value</b>					
Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)	(127.707)				(127.707)
Put options		(17.361)			(17.361)
<b>Totale Passività finanziarie valutate al fair value</b>	<b>(127.707)</b>	<b>(17.361)</b>	-	-	<b>(145.068)</b>
<b>Passività finanziarie non valutate al fair value</b>					
Obbligazioni				(3.322.521)	(3.322.521)
Mutui				(680.581)	(680.581)
Altri debiti finanziari (**)				(209.194)	(209.194)
Debiti commerciali				(1.577.158)	(1.577.158)
Debiti vari e altre passività (*)				(344.017)	(344.017)
<b>Totale Passività finanziarie non valutate al fair value</b>	-	-	-	<b>(6.133.471)</b>	<b>(6.133.471)</b>
<b>TOTALE</b>	<b>131.904</b>	<b>32.843</b>	<b>2.198.239</b>	<b>(6.133.471)</b>	<b>(3.770.485)</b>

(\*) 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

30.06.2022	Livello 1	Livello 2	Livello 3	TOTALE
<b>Attività finanziarie valutate al fair value</b>				
Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)		259.611		259.611
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana			25.326	25.326
Altre partecipazioni				-
<b>Totale Attività finanziarie valutate al fair value</b>	-	<b>259.611</b>	<b>25.326</b>	<b>284.937</b>
<b>Attività finanziarie non valutate al fair value</b>				
Crediti commerciali				-
Crediti finanziari				-
Altri crediti e altre attività (*)				-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti				-
<b>Totale Attività finanziarie non valutate al fair value</b>	-	-	-	-
<b>Passività finanziarie valutate al fair value</b>				
Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)		(127.707)		(127.707)
Put options		(8.620)	(8.741)	(17.361)
<b>Totale Passività finanziarie valutate al fair value</b>	-	<b>(136.327)</b>	<b>(8.741)</b>	<b>(145.068)</b>
<b>Passività finanziarie non valutate al fair value</b>				
Obbligazioni	(2.967.183)			(2.967.183)
Mutui		(654.263)		(654.263)
Altri debiti finanziari (**)				-
Debiti commerciali				-
Debiti vari e altre passività (*)				-
<b>Totale Passività finanziarie non valutate al fair value</b>	<b>(2.967.183)</b>	<b>(654.263)</b>	-	<b>(3.621.446)</b>
<b>TOTALE</b>	<b>(2.967.183)</b>	<b>(530.979)</b>	<b>16.585</b>	<b>(3.481.577)</b>

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 25.326 migliaia di euro al 30 giugno 2022, il cui fair value è determinato in base all’applicazione della formula del prezzo prevista contrattualmente, tenuto conto della media reddituale della società relativa ai bilanci storici 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.

	<b>+1%</b>	<b>-1%</b>
		migliaia di euro
Redditività (flussi)	1.009	(974)
Tasso di attualizzazione	(1.508)	1.623

Sempre con riferimento al Livello 3, la voce “Put options” accoglie la stima della passività relativa alla facoltà prevista a favore del socio di minoranza CSAI di cedere a Iren Ambiente Toscana la partecipazione, o parte di essa, detenuta in Valdarno Ambiente. Tale passività è stata determinata con riferimento alla stima del valore delle partecipazioni detenute dalla stessa Valdarno Ambiente prendendo a base la loro redditività prospettica.

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.

	<b>+1%</b>	<b>-1%</b>
		migliaia di euro
Redditività (flussi)	(148)	148
Tasso di attualizzazione	627	(699)

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

31.12.2021	Valore contabile				TOTALE
	Fair Value strumenti di copertura	Fair Value Through Profit & Loss	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	
<b>Attività finanziarie valutate al fair value</b>					
Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)	169.451				169.451
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana		24.725			24.725
Altre partecipazioni		8.469			8.469
<b>Totale Attività finanziarie valutate al fair value</b>	<b>169.451</b>	<b>33.194</b>	-	-	<b>202.645</b>
<b>Attività finanziarie non valutate al fair value</b>					
Crediti commerciali			1.084.750		1.084.750
Crediti finanziari			310.314		310.314
Altri crediti e altre attività (*)			389.362		389.362
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti			606.888		606.888
<b>Totale Attività finanziarie non valutate al fair value</b>	-	-	<b>2.391.314</b>	-	<b>2.391.314</b>
<b>Passività finanziarie valutate al fair value</b>					
Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)	(70.195)				(70.195)
Put options		(7.263)			(7.263)
<b>Totale Passività finanziarie valutate al fair value</b>	<b>(70.195)</b>	<b>(7.263)</b>	-	-	<b>(77.458)</b>
<b>Passività finanziarie non valutate al fair value</b>					
Obbligazioni				(3.319.311)	(3.319.311)
Mutui				(547.217)	(547.217)
Altri debiti finanziari (**)				(34.273)	(34.273)
Debiti commerciali				(1.523.705)	(1.523.705)
Debiti vari e altre passività (*)				(292.514)	(292.514)
<b>Totale Passività finanziarie non valutate al fair value</b>	-	-	-	<b>(5.717.020)</b>	<b>(5.717.020)</b>
<b>TOTALE</b>	<b>99.256</b>	<b>25.931</b>	<b>2.391.314</b>	<b>(5.717.020)</b>	<b>(3.200.519)</b>

(\*) 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

31.12.2021	Livello 1	Livello 2	Livello 3	TOTALE
<b>Attività finanziarie valutate al fair value</b>				
Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)		169.451		169.451
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana			24.725	24.725
Altre partecipazioni				-
<b>Totale Attività finanziarie valutate al fair value</b>	-	<b>169.451</b>	<b>24.725</b>	<b>194.176</b>
<b>Attività finanziarie non valutate al fair value</b>				
Crediti commerciali				-
Crediti finanziari				-
Altri crediti e altre attività (*)				-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti				-
<b>Totale Attività finanziarie non valutate al fair value</b>	-	-	-	-
<b>Passività finanziarie valutate al fair value</b>				
Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)		(70.195)		(70.195)
Put options		(7.263)		(7.263)
<b>Totale Passività finanziarie valutate al fair value</b>	-	<b>(77.458)</b>	-	<b>(77.458)</b>
<b>Passività finanziarie non valutate al fair value</b>				
Obbligazioni	(3.421.160)			(3.421.160)
Mutui		(552.827)		(552.827)
Altri debiti finanziari (**)				-
Debiti commerciali				-
Debiti vari e altre passività (*)				-
<b>Totale Passività finanziarie non valutate al fair value</b>	<b>(3.421.160)</b>	<b>(552.827)</b>	-	<b>(3.973.987)</b>
<b>TOTALE</b>	<b>(3.421.160)</b>	<b>(460.834)</b>	<b>24.725</b>	<b>(3.857.269)</b>

## 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 le prestazioni inerenti al servizio idrico integrato a favore di AMTER;
- la vendita di energia elettrica e gas ad Asti Servizi Pubblici e di energia elettrica a SEI Toscana;
- i servizi di raccolta e smaltimento rifiuti, anche speciali, a favore di GAIA, SETA e SEI Toscana, operanti nell'ambito del settore raccolta;
- il conferimento di rifiuti nelle discariche delle collegate ASA S.c.p.a., Barricalla e CSAI, e il relativo servizio di smaltimento del percolato;
- il servizio come Gestore Unico dei rifiuti urbani da parte della collegata SEI Toscana alla controllata TB.

### 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.

In particolare, si segnala 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.

Inoltre, 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.

I restanti rapporti con le società controllate dai predetti Comuni sono prevalentemente di natura commerciale ed attinenti a servizi forniti alla generalità della clientela, riguardanti in particolare vettori energetici.

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 29 marzo 2022, il COPC

- ha ricevuto un aggiornamento informativo con riferimento all'operazione, di minor rilevanza, relativa alla sottoscrizione (i) del contratto di servizio "Servizi Corporate" tra TRM S.p.A. e IREN S.p.A. e (ii) del contratto di servizio "Servizi Ambiente e di Supervisione Tecnica" tra TRM S.p.A. e IREN Ambiente S.p.A. (in seguito, per brevità, i "Contratti di Servizio"), operazione sulla quale il Comitato aveva espresso/confermato il proprio parere positivo in occasione della seduta del 22 ottobre 2021; in particolare, è stato in tale sede confermato, a beneficio del Comitato, come le modifiche *medio tempore* occorse ai testi dei Contratti di Servizio, comunque derivanti dalle interlocuzioni con ATO-R e con i legali che assistono le banche finanziatrici di TRM S.p.A. non assumano carattere di sostanzialità;
- ha ricevuto un aggiornamento rispetto all'operazione, di maggior rilevanza, relativa al citato Project Financing Edifici del Comune di Torino, con particolare riferimento all'avvenuta aggiudicazione (in allora provvisoria) a Iren Smart Solutions S.p.A. (proponente) della procedura aperta pubblicata dal Comune di Torino per l'affidamento in concessione, mediante Finanza di Progetto, ex art. 183, comma 15, del D. Lgs. 18 aprile 2016 n. 50, dell'attività di riqualificazione impiantistica ed energetica finalizzata all'efficientamento degli immobili di proprietà del medesimo Comune di Torino, comprensiva della gestione e della manutenzione; con riferimento a tale operazione, in data 16 giugno 2022 è stato messo a disposizione del pubblico presso la Sede Sociale e presso Borsa Italiana S.p.A. il relativo Documento Informativo;
- ha ricevuto un *focus* sulla situazione dei crediti nei confronti delle Parti Correlate di Iren S.p.A. alla data del 31 dicembre 2021.

Nella riunione del 12 aprile 2022, il COPC ha esaminato l'Operazione, tra IREN S.p.A. e Iren Smart Solutions S.p.A., avente ad oggetto il riconoscimento, alla Parte Correlata Comune di Torino, di un contributo in opere e servizi, per un importo di 1 milione di euro (IVA esclusa) per l'allestimento della tensostruttura (*Press Center*) fronte Pala Alpitour e relativi impianti in occasione dell'evento di rilevanza internazionale Eurovision Song Contest 2022, esprimendo il proprio parere favorevole ex art. 9 della Procedura OPC in ordine all'interesse per il Gruppo IREN e, segnatamente, per le suddette società, al compimento dell'Operazione nonché alla "convenienza" e alla "correttezza" sostanziale delle relative condizioni..

Infine, si segnala che nel corso del Primo semestre 2022 non si sono verificati i presupposti per l'esercizio, da parte del Comitato per la Remunerazione e le Nomine delle funzioni al medesimo attribuite ai sensi della Procedura OPC. Infatti, le operazioni sottoposte al Comitato nel corso del periodo hanno beneficiato di casi di esclusione dall'applicazione della Procedura OPC stessa.

## VII. FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

### **Acquisizione di Società dell'Acqua Potabile (SAP)**

A seguito di un accordo sottoscritto a fine aprile, il 1° luglio 2022 ha avuto efficacia l'acquisizione del 100% di Società dell'Acqua Potabile S.r.l. ("SAP") da Siram S.p.A., società del gruppo francese Veolia.

SAP gestisce il servizio idrico nei comuni della Città Metropolitana di Genova 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. L'Enterprise Value dell'operazione è pari a 10 milioni di euro.

L'operazione anticipa di fatto il subentro di Ireti nella gestione di concessioni a essa destinate in quanto gestore unico dell'ambito di riferimento, consentendo di avviare in anticipo azioni volte a conseguire rilevanti sinergie con le altre gestioni già esercite nei territori limitrofi.

### **Sottoscrizione di un terzo finanziamento *Sustainability Linked***

Il 1° luglio 2022 è stata finalizzata una linea *term loan* a 6 anni con BPER Banca per 100 milioni di euro, che si aggiunge ai finanziamenti *Sustainability Linked* sottoscritti ad aprile e maggio, rispettivamente con Intesa San Paolo e Cassa Depositi e Prestiti, a supporto degli investimenti previsti nel Piano Industriale e correlati a obiettivi di sostenibilità delineati nel Sustainable Financing Framework.

Grazie al prestito in oggetto l'ammontare complessivo dei finanziamenti sottoscritti nel 2022 di tipologia "ESG Linked" si attesta dunque a 400 milioni di euro.

### **Acquisizione del controllo di SEI Toscana**

Il 1° luglio 2022 il Gruppo ha acquisito il controllo della partecipata SEI Toscana S.r.l., società gestore del servizio integrato dei rifiuti urbani dell'ATO "Toscana Sud", per un totale di oltre cento comuni serviti nelle province di Arezzo, Grosseto, Siena e Livorno.

L'acquisizione del controllo consegue all'entrata in vigore delle modifiche dello statuto di SEI Toscana in merito agli assetti di governance, e avviene a valle delle operazioni che hanno portato Iren Ambiente Toscana a detenere, nel primo semestre 2022, direttamente il 41,77% della società e il 16,57% tramite Valdarno Ambiente e CRCM.

### **Acquisizione di progetti *ready to build* di impianti fotovoltaici**

In data 22 luglio 2022, Iren S.p.A. ha sottoscritto gli accordi vincolanti per l'acquisizione, attraverso la controllata Iren Green Generation, di autorizzazioni e diritti sui terreni per lo sviluppo di due impianti fotovoltaici di potenza complessiva pari a 29,9 MW siti nel sud Italia, per una produzione di circa 50 GWh all'anno.

Il prezzo di acquisizione delle autorizzazioni è pari a complessivi 6,1 milioni di euro.

## VIII. ALTRE INFORMAZIONI

### COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

#### Eventi e operazioni significative non ricorrenti

##### *Contributo di Solidarietà (DL 21/2022 – DL 50/2022)*

La voce “Imposte sul reddito” nel primo semestre 2022 accoglie 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 ha 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.

##### *Meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell’energia (DL 4/2022)*

La voce “Oneri diversi di gestione” nel primo semestre 2022 accoglie per 10.826 migliaia di euro l’effetto dell’introduzione delle previsioni del DL 4/2022 (“Sostegni Ter”). In particolare, il Decreto prevede l’applicazione, a partire dal 1° febbraio 2022 e fino al 31 dicembre 2022, di un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell’energia, con riferimento all’energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto Energia, non dipendenti dai prezzi di mercato, nonché sull’energia elettrica immessa da impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione.

Il GSE è deputato a calcolare a tal fine la differenza tra un prezzo di riferimento pari alla media dei prezzi zonalari orari registrati dalla data di entrata in esercizio dell’impianto fino al 31 dicembre 2020 e il prezzo zonale orario di mercato dell’energia elettrica. Qualora la differenza sia positiva, il Gestore eroga il relativo importo al produttore. Se negativa, il GSE conguaglia o provvede a richiedere al produttore gli importi corrispondenti. Le disposizioni non si applicano all’energia oggetto di contratti conclusi prima della data di entrata in vigore del decreto, a condizione che non siano collegati all’andamento dei prezzi dei mercati spot dell’energia e che, comunque, non siano stipulati a un prezzo medio superiore del 10 per cento rispetto al valore medio precedentemente citato.

Nel corso del primo semestre 2021 il Gruppo Iren aveva beneficiato dell’opzione sui riallineamenti dei valori contabili e fiscali di cui all’art. 110 del decreto-legge 14 agosto 2020, n. 104.e s.m.i. (“decreto n. 104/20”) che ai commi 8 e 8-bis, riconosce alle imprese IAS-adopter e OIC-adopter la possibilità di optare per il riallineamento dei valori fiscali (minori) ai valori iscritti in bilancio (maggiori) relativamente a taluni asset materiali e immateriali dell’attivo patrimoniale (comma 8), nonché dell’avviamento e delle altre immobilizzazioni immateriali (comma 8-bis). L’applicazione della norma contenuta nel decreto 104/20 ha comportato l’iscrizione nel primo semestre 2021 di un provento netto fiscale di 32.258 migliaia di euro.

#### **Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali**

Si precisa che nel corso del primo semestre 2022 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 30/06/2022	F.do amm.to al 30/06/2022	Valore netto al 30/06/2022	Costo al 31/12/2021	F.do amm.to al 31/12/2021	Valore netto al 31/12/2021
Terreni	154.502	(7.622)	146.880	147.651	(7.150)	140.501
Fabbricati	854.484	(332.259)	522.225	817.303	(316.619)	500.684
Impianti e macchinari	5.986.329	(3.136.953)	2.849.376	5.749.894	(3.011.238)	2.738.656
Attrezzature industriali e commerciali	179.839	(133.216)	46.623	175.220	(128.755)	46.465
Altri beni	330.357	(222.496)	107.861	330.823	(217.194)	113.629
Attività materiali in corso ed acconti	418.104	-	418.104	397.651	-	397.651
<b>Totale</b>	<b>7.923.615</b>	<b>(3.832.546)</b>	<b>4.091.069</b>	<b>7.618.542</b>	<b>(3.680.956)</b>	<b>3.937.586</b>

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

	migliaia di euro					
	31/12/2021	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	30/06/2022
Terreni	147.651	382	(242)	6.711	-	154.502
Fabbricati	817.303	10.415	(543)	23.264	4.045	854.484
Impianti e macchinari	5.749.894	78.842	(102)	99.595	58.100	5.986.329
Attrezzature industriali e commerciali	175.220	4.960	(867)	481	45	179.839
Altri beni	330.823	9.858	(4.635)	586	(6.275)	330.357
Attività materiali in corso ed acconti	397.651	76.013	(103)	986	(56.443)	418.104
<b>Totale</b>	<b>7.618.542</b>	<b>180.470</b>	<b>(6.492)</b>	<b>131.623</b>	<b>(528)</b>	<b>7.923.615</b>

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

	31/12/2021	Ammorta- mento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolida- mento	Riclassifiche	migliaia di euro 30/06/2022
Terreni	(7.150)	(472)	-	-	-	(7.622)
Fabbricati	(316.619)	(14.568)	537	(1.601)	(8)	(332.259)
Impianti e macchinari	(3.011.238)	(113.568)	76	(6.302)	(5.921)	(3.136.953)
Attrezzature industriali e commerciali	(128.755)	(4.749)	701	(407)	(6)	(133.216)
Altri beni	(217.194)	(15.475)	4.403	(323)	6.093	(222.496)
<b>Totale</b>	<b>(3.680.956)</b>	<b>(148.832)</b>	<b>5.717</b>	<b>(8.633)</b>	<b>158</b>	<b>(3.832.546)</b>

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del semestre relativi alle società del Gruppo Iren Green Generation (già Puglia Holding), di CRCM, Alegas e Valle Dora Energia.

Il saldo della colonna "riclassifiche" si riferisce principalmente ai trasferimenti netti da attività materiali ad attività immateriali di cespiti 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 connessi 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 al repowering della centrale termoelettrica di Turbigo (171.327 migliaia di euro), all'impianto FORSU di Reggio Emilia (39.711 migliaia di euro), all'impianto di trattamento e riciclo del legno di Vercelli (30.839 migliaia di euro), ai sistemi di accumulo di energia termica di Torino (22.406 migliaia di euro) e all'impianto di selezione plastica di Borgaro (TO) (22.018 migliaia di euro).

#### Incrementi

Gli incrementi del periodo, pari a 180.470 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- investimenti sulle centrali termoelettriche e idroelettriche per 45.381 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 15.677 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti di distribuzione energia elettrica, incluse le cabine primarie, per 23.793 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti gas non in regime di concessione secondo quanto previsto dall'IFRIC 12 per 5.477 migliaia di euro;
- investimenti per la raccolta e lo smaltimento dei rifiuti nel settore ambiente per 61.577 migliaia di euro.

### Ammortamenti

Gli ammortamenti ordinari del primo semestre 2022, pari a complessivi 148.832 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote nel bilancio annuale 2021 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 30/06/2022	F.do amm.to al 30/06/2022	Valore netto al 30/06/2022	Costo al 31/12/2021	F.do amm.to al 31/12/2021	Valore netto al 31/12/2021
Terreni	9.523	(2.050)	7.473	9.380	(1.680)	7.700
Fabbricati	33.907	(8.016)	25.891	29.177	(7.659)	21.518
Impianti e macchinari	3.977	(335)	3.642	1.816	(223)	1.593
Attrezzature industriali e commerciali	816	(694)	122	731	(567)	164
Altri beni	17.626	(9.537)	8.089	17.677	(8.789)	8.888
<b>Totale</b>	<b>65.849</b>	<b>(20.632)</b>	<b>45.217</b>	<b>58.781</b>	<b>(18.918)</b>	<b>39.863</b>

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

	migliaia di euro					
	31/12/2021	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Altri movimenti	30/06/2022
Terreni	9.380	143	-	-	-	9.523
Fabbricati	29.177	4.952	(518)	1.620	(1.324)	33.907
Impianti e macchinari	1.816	2.161	-	-	-	3.977
Attrezzature industriali e commerciali	731	85	-	-	-	816
Altri beni	17.677	1.673	(1.697)	136	(163)	17.626
<b>Totale</b>	<b>58.781</b>	<b>9.014</b>	<b>(2.215)</b>	<b>1.756</b>	<b>(1.487)</b>	<b>65.849</b>

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

	migliaia di euro				
	31/12/2021	Ammortamento del periodo	Decrementi	Altri movimenti	30/06/2022
Terreni	(1.680)	(370)	-	-	(2.050)
Fabbricati	(7.659)	(1.970)	518	1.095	(8.016)
Impianti e macchinari	(223)	(112)	-	-	(335)
Attrezzature industriali e commerciali	(567)	(127)	-	-	(694)
Altri beni	(8.789)	(2.354)	1.443	163	(9.537)
<b>Totale</b>	<b>(18.918)</b>	<b>(4.933)</b>	<b>1.961</b>	<b>1.258</b>	<b>(20.632)</b>

Si precisa infine che l'importo netto di 229 migliaia di euro, riportato tra gli "Altri movimenti" nell'ambito dei diritti d'uso è riferito ad asset acquisiti nel corso del primo semestre 2022 e che precedentemente erano oggetto di contratti di leasing.

## NOTA 2\_INVESTIMENTI IMMOBILIARI

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

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2022	F.do amm.to al 30/06/2022	Valore netto al 30/06/2022	Costo al 31/12/2021	F.do amm.to al 31/12/2021	Valore netto al 31/12/2021
Terreni	645	-	645	645	-	645
Fabbricati	3.979	(2.195)	1.784	3.972	(2.161)	1.811
<b>Totale</b>	<b>4.624</b>	<b>(2.195)</b>	<b>2.429</b>	<b>4.617</b>	<b>(2.161)</b>	<b>2.456</b>

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 30/06/2022	F.do amm.to al 30/06/2022	Valore netto al 30/06/2022	Costo al 31/12/2021	F.do amm.to al 31/12/2021	Valore netto al 31/12/2021
Costi di sviluppo	13.881	(7.679)	6.202	13.816	(6.416)	7.400
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	268.703	(159.546)	109.157	225.748	(141.624)	84.124
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3.470.636	(1.429.733)	2.040.903	3.399.490	(1.373.803)	2.025.687
Altre immobilizzazioni immateriali	542.937	(264.953)	277.984	594.641	(235.261)	359.380
Immobilizzazioni in corso e acconti	194.543	-	194.543	190.045	-	190.045
<b>Totale</b>	<b>4.490.700</b>	<b>(1.861.911)</b>	<b>2.628.789</b>	<b>4.423.740</b>	<b>(1.757.104)</b>	<b>2.666.636</b>

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

	migliaia di euro						
	31/12/2021	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	30/06/2022
Costi di sviluppo	13.816	50	-	15	-	-	13.881
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	225.748	15.279	(22)	8	27.690	-	268.703
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3.399.490	53.481	(391)	219	18.725	(888)	3.470.636
Altre immobilizzazioni immateriali	594.641	88.030	(143.177)	2.748	695	-	542.937
Immobilizzazioni in corso e acconti	190.045	52.132	(1.056)	4	(46.582)	-	194.543
<b>Totale</b>	<b>4.423.740</b>	<b>208.972</b>	<b>(144.646)</b>	<b>2.994</b>	<b>528</b>	<b>(888)</b>	<b>4.490.700</b>

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

	31/12/2021	Ammorta- mento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolida- mento	Riclassifiche	migliaia di euro 30/06/2022
F.amm.to costi di sviluppo	(6.416)	(1.247)	-	(16)	-	(7.679)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ingegno	(141.624)	(17.973)	22	(3)	32	(159.546)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(1.373.803)	(56.157)	391	(213)	49	(1.429.733)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(235.261)	(27.342)	-	(2.111)	(239)	(264.953)
<b>Totale</b>	<b>(1.757.104)</b>	<b>(102.719)</b>	<b>413</b>	<b>(2.343)</b>	<b>(158)</b>	<b>(1.861.911)</b>

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisti nel corso del semestre relativi alle società CRCM e Alegas.

Il saldo della colonna riclassifiche si riferisce principalmente ai trasferimenti netti da attività materiali ad attività immateriali di cespiti rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

Gli incrementi della voce altre immobilizzazioni immateriali si riferiscono principalmente agli acquisti delle quote di emissione di CO2 (Emission Trading) e alla capitalizzazione di costi per lo sviluppo commerciale della clientela, mentre i decrementi si riferiscono all'annullamento delle stesse quote di emissione a fronte dell'adempimento del relativo obbligo.

Il valore netto contabile delle altre immobilizzazioni immateriali alla chiusura del semestre include per 121.551 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;
- dalle quote di emissione (Emission Trading) detenute a fronte del proprio fabbisogno;
- 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 e Sidiren;
- 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, Manduriamambiente e TB.

#### 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, dai relativi costi sostenuti per le implementazioni.

## NOTA 4\_AVVIAMENTO

L'avviamento, pari a 282.008 migliaia di euro (193.739 migliaia di euro al 31 dicembre 2021), nel corso del primo semestre 2022 presenta una variazione in aumento per 88.269 migliaia di euro a seguito delle acquisizioni (business combinations) effettuate dal Gruppo nel corso del periodo e di seguito dettagliate.

	migliaia di euro
<b>Avviamento al 31.12.2021 Rideterminato</b>	<b>193.739</b>
Acquisizione gruppo Iren Green Generation (già Puglia Holding) – CGU Energia	66.828
Acquisizione C.R.C.M. – CGU Ambiente	426
Acquisizione Alegas – CGU Mercato	20.537
Acquisizione Valle Dora Energia – CGU Energia	478
<b>Avviamento al 30.06.2022</b>	<b>282.008</b>

Si segnala che nel corso del primo semestre 2022 è stato determinato in maniera definitiva il fair value delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte relative all'acquisizione del controllo di Sidiren. I valori contabilizzati in maniera provvisoria nel bilancio 2021 sono stati rideterminati e per maggiori dettagli si rimanda al capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

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).

	31/12/2021 Rideterminato	Incrementi Aggregazioni Aziendali	30/06/2022
Ambiente	24.020	426	24.446
Energia	8.590	67.306	75.896
Mercato	50.993	20.537	71.530
Reti	110.136	-	110.136
<b>Totale</b>	<b>193.739</b>	<b>88.269</b>	<b>282.008</b>

### Cash Generating Unit Ambiente

Il valore dell'avviamento, pari a 24.446 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- all'acquisizione del controllo della società CRCM avvenuta nel mese di aprile del 2022 (426 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 delle attività di chiusura e gestione post mortem della discarica di Chivasso 0 avvenuta nel mese di ottobre del 2018 (894 migliaia di euro);

- all'acquisizione del controllo di ACAM Ambiente (gruppo ACAM) avvenuta nel mese di aprile del 2018 (2.572 migliaia di euro).

#### Cash Generating Unit Energia

Il valore dell'avviamento, pari a 75.895 migliaia di euro, si riferisce:

- all'acquisizione del controllo avvenuta nel mese di giugno 2022 della società Valle Dora Energia (478 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo avvenuta nel mese di febbraio 2022 del Gruppo Puglia Holding (ora Iren Green Generation) (66.828 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo avvenuta nel mese di dicembre 2021 di Bosch Energy and Building Solutions Italy, operante nel settore dell'efficientamento energetico, in particolare nella progettazione, realizzazione e gestione di impianti integrati di riscaldamento, climatizzazione e cogenerazione (1.259 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 71.531 migliaia di euro, deriva principalmente:

- dall'acquisizione del controllo di Alegs avvenuta nel mese di aprile 2022 (20.537 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 Enia 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 110.136 migliaia di euro, deriva principalmente:

- 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 2022, 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* sulmutamento degli scenari macroeconomici, energetici e regolatori sull'esercizio di Impairment Test svolto in occasione della chiusura dell'esercizio al 31 dicembre 2021.

Tale *sensitivity* è stata effettuata su:

- 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 0,3% rispetto ai WACC utilizzati nell'esercizio di Impairment effettuato al 31 dicembre 2021;
- variando, in ottica di *stress test* simulativo, alcune determinanti dei flussi finanziari prospettici: l'inflazione attesa, con effetto sui costi operativi, alcuni dati di scenario energetico, un incremento del capitale circolante netto e il tasso di remunerazione dei settori regolati.

Le risultanze della citata *sensitivity* hanno confermato l'eccedenza del valore d'uso delle Cash Generating Unit rispetto al loro valore contabile, pur segnalando un decremento nell'ordine del 20% nelle riserve di impairment.

Tali considerazioni, unitamente all'assenza di altri indicatori quali deterioramenti tecnologici e operativi o significativi cambiamenti di utilizzo delle attività, oltre all'indicazione della capitalizzazione di borsa di Iren al 30 giugno 2022 superiore al Patrimonio Netto di Gruppo alla stessa data, hanno portato a concludere che non vi siano *trigger events* al 30 giugno 2022 e quindi non vi è la necessità di svolgere un Impairment Test alla data del 30 giugno 2022.

#### 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 2022 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel semestre sono presentate nelle tabelle esposte nel seguito.

#### Partecipazioni in società a controllo congiunto (joint venture)

	31/12/2021	Incrementi (Decrementi)	Variazione area di consolida- mento	Variazione a Conto Economico	Variazione a Patrimonio Netto	Distribuzio- ne dividendi	migliaia di euro 30/06/2022
Acque Potabili	8.015	-	-	75	-	-	8.090
<b>TOTALE</b>	<b>8.015</b>	-	-	<b>75</b>	-	-	<b>8.090</b>

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

## Partecipazioni in società collegate

	migliaia di euro						
	31/12/2021	Incrementi (Decrementi)	Variazione area di consolida- mento	Variazione a Conto Economico	Variazione a Patrimonio Netto	Distribuzio- ne dividendi	30/06/2022
A2A Alfa	-	-	-	-	-	-	-
Acos	13.758	-	-	342	-	-	14.100
Acos Energia	1.168	-	-	72	-	(225)	1.015
Acquaenna	4.277	-	-	144	-	-	4.421
Aguas de San Pedro	15.876	-	-	388	1.331	(378)	17.217
Aiga	-	-	-	-	-	-	-
Amat	-	-	-	-	-	-	-
Amter	1.077	-	-	65	-	(127)	1.015
Arienes	-	21	-	-	-	-	21
Asa	39.848	-	-	1.226	-	-	41.074
Asa scpa	1.197	-	-	-	-	-	1.197
Astea	25.726	-	-	324	-	(341)	25.709
Asti Servizi Pubblici	17.552	-	-	365	67	(204)	17.780
Barricalla	14.970	-	-	455	-	(840)	14.585
BI Energia	378	-	-	8	-	-	386
Centro Corsi S.r.l.	25	-	-	-	-	-	25
CSA	596	(190)	-	(37)	-	-	369
CSAI	3.474	-	-	312	110	-	3.896
Fingas	-	-	-	-	-	-	-
Fratello Sole Energie Solidali	256	-	-	-	-	-	256
G.A.I.A.	14.830	-	-	52	-	-	14.882
Global Service	6	-	-	-	-	-	6
Iniziative Ambientali	487	-	-	9	-	-	496
Mondo Acqua	745	-	-	-	-	-	745
Nove	-	-	-	-	-	-	-
Rimateria	-	-	-	-	-	-	-
SEI Toscana	14.319	28.127	-	(677)	(3)	-	41.766
SETA	12.459	-	-	172	-	(334)	12.297
Sienambiente	19.512	-	-	974	-	-	20.486
Sinergie Italiane	-	-	-	-	-	-	-
STU Reggiane	5.235	-	-	(28)	-	-	5.207
Tirana Acque	-	-	-	-	-	-	-
Valle Dora Energia	1.553	1.560	(4.539)	1.622	-	(196)	-
<b>TOTALE</b>	<b>209.324</b>	<b>29.518</b>	<b>(4.539)</b>	<b>5.788</b>	<b>1.505</b>	<b>(2.645)</b>	<b>238.951</b>

Gli incrementi della partecipazione in SEI Toscana si riferiscono:

- all'acquisto del 6,80% delle quote avvenuto nel mese di aprile (2.066 migliaia di euro)
- alle quote (16,57%) detenute dalle società Valdarno Ambiente e CRCM consolidate integralmente a partire dal mese di aprile (6.262 migliaia di euro);
- alla sottoscrizione dell'aumento di capitale deliberato dalla società (19.799 migliaia di euro).

Per la partecipata Valle Dora Energia la variazione area di consolidamento si riferisce 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).

## 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 2022 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel semestre sono presentate nelle tabelle esposte nel seguito.

	31/12/2021	Incrementi	(Decrementi)	migliaia di euro 30/06/2022
AISA Impianti	992	-	-	992
Autostrade Centro Padane	1.248	-	-	1.248
CIDIU Servizi	2.655	-	-	2.655
Enerbrain	1.554	-	-	1.554
Environment Park	1.243	-	-	1.243
Romeo Gas Spa	-	16.406	-	16.406
Altre	777	8	(5)	780
<b>TOTALE</b>	<b>8.469</b>	<b>16.414</b>	<b>(5)</b>	<b>24.878</b>

A seguito dell'aggiudicazione della gara, avvenuta a dicembre 2021, il 1° aprile 2022, per il tramite di Romeo Gas S.p.A., il consorzio formato da Ascopiave (58%), ACEA (28%), e Iren (14%) ha perfezionato il closing dell'accordo con il Gruppo A2A per l'acquisizione di assets nell'ambito del servizio di distribuzione del gas naturale.

Il perimetro di attività complessivo, oggetto dell'operazione, comprende 157 mila Punti Di Riconsegna (PDR), distribuiti in 8 regioni e facenti parte di 24 Ambiti Territoriali Minimi (ATEM), per oltre 2.800 km di rete. Fra gli assets in oggetto, il perimetro di interesse di Iren è costituito da concessioni in 4 ATEM, di cui 1 in Lombardia e 3 in Emilia Romagna, per un totale di circa 12.000 PDR.

## 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 103.487 migliaia di euro (77.262 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) 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 (79.587 migliaia di euro al 30 giugno 2022, 55.226 migliaia di euro al 31 dicembre 2021);
- 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 (18.431 migliaia di euro al 30 giugno 2022, 17.805 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) 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 (5.469 migliaia di euro al 30 giugno 2022, 4.230 migliaia di euro al 31 dicembre 2021)

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.

migliaia di euro

	30/06/2022	31/12/2021
Attività non correnti derivanti da contratti con clienti	103.487	77.262
Attività correnti derivanti da contratti con clienti	125.439	46.391
Passività correnti derivanti da contratti con clienti	(76.891)	(89.262)
<b>Totale</b>	<b>152.035</b>	<b>34.391</b>

#### NOTA 8\_CREDITI COMMERCIALI NON CORRENTI

Tali crediti, che risentono dell'effetto dell'attualizzazione, ammontano a 19.461 migliaia di euro (20.824 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) 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 (18.565 migliaia di euro al 30 giugno 2022, 18.753 migliaia di euro al 31 dicembre 2021). 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 143.912 migliaia di euro (131.766 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) 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

	30/06/2022	31/12/2021
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	14.886	37.467
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	37.258	34.801
Crediti finanziari non correnti vs altri	37.759	32.676
Fair value contratti derivati quota non corrente	28.610	2.024
Titoli diversi dalle partecipazioni	73	73
Altre attività finanziarie	25.326	24.725
<b>Totale</b>	<b>143.912</b>	<b>131.766</b>

#### Crediti finanziari non correnti verso Collegate

Si riferiscono principalmente a crediti verso le società Sinergie Italiane (2.909 migliaia di euro), Acos (5.417 migliaia di euro), Acquaenna (3.832 migliaia di euro) e SEI Toscana (2.688 migliaia di euro).

Al 31 dicembre 2021 era inoltre presente un credito verso la società Valle Dora Energia (22.562 migliaia di euro) che, a partire dal mese di giugno 2022, è diventata controllata e quindi consolidata con il metodo integrale.

#### Crediti finanziari non correnti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate, pari a 37.258 migliaia di euro (34.801 migliaia di euro al 31 dicembre 2021), 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 (4.634 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 (32.624 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, ed 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 133.095 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) ed 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	
	30/06/2022	31/12/2021
<b>Crediti commerciali non correnti</b>	<b>18.565</b>	<b>18.753</b>
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	37.191	71.748
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	27.565	6.923
Crediti commerciali per forniture di calore e altro	7.494	5.830
Fondo svalutazione crediti commerciali	(234)	(176)
<b>Totale crediti commerciali correnti</b>	<b>72.016</b>	<b>84.325</b>
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	4.634	2.904
Crediti finanziari per servizi in concessione quota non corrente	33.033	31.898
Fondo svalutazione crediti finanziari	(409)	-
<b>Totale crediti finanziari non correnti</b>	<b>37.258</b>	<b>34.802</b>
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	-	1.223
Crediti finanziari per interessi quota corrente	1.350	3.364
Crediti finanziari per servizi in concessione quota corrente	3.906	2.980
<b>Totale crediti finanziari correnti</b>	<b>5.256</b>	<b>7.567</b>
<b>Totale</b>	<b>133.095</b>	<b>145.447</b>

#### 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, per una potenza installata complessiva pari a 437,5 MW.

#### 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 2021) e si riferiscono a titoli a cauzione valutati al costo ammortizzato.

### Altre attività finanziarie

La voce ammonta a 25.326 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	
	30/06/2022	31/12/2021
Depositi cauzionali	3.828	3.954
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	26.954	23.243
Altre attività non correnti	5.729	6.696
Ratei e risconti attivi non correnti	3.535	3.274
<b>Totale</b>	<b>40.046</b>	<b>37.167</b>

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 455.692 migliaia di euro (427.572 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) e si riferiscono alla fiscalità anticipata derivante da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi. Includono, inoltre, l'effetto fiscale anticipato sulle rettifiche effettuate in sede di adeguamento ai principi contabili internazionali.

## 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	
	30/06/2022	31/12/2021
Materie prime	197.989	119.001
Fondo svalutazione magazzino	(7.721)	(7.189)
<b>Valore netto</b>	<b>190.268</b>	<b>111.812</b>

La variazione delle rimanenze di materie prime di periodo consegue essenzialmente agli aumenti di valore degli stoccaggi gas derivanti principalmente dall'incremento dei prezzi della materia prima.

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 2022 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 a 205 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2021), ammontano a 125.439 migliaia di euro (46.391 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) 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	
	30/06/2022	31/12/2021
Crediti commerciali verso clienti	1.250.555	1.179.250
Crediti commerciali verso joint ventures	121	114
Crediti commerciali verso collegate	20.398	16.712
Crediti commerciali verso soci parti correlate	99.400	103.434
Crediti commerciali verso altre parti correlate	5.028	3.928
<b>Totale crediti commerciali lordi</b>	<b>1.375.502</b>	<b>1.303.438</b>
Fondo svalutazione crediti	(268.787)	(239.512)
<b>Totale</b>	<b>1.106.715</b>	<b>1.063.926</b>

Si segnala che al 30 giugno 2022 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per complessive 28.245 migliaia di euro (77.718 migliaia di euro al 31 dicembre 2021).

I crediti commerciali, al lordo del fondo svalutazione crediti, sono dettagliati per scadenza come segue:

	migliaia di euro	
	<b>30/06/2022</b>	<b>31/12/2021</b>
Non scaduti	987.966	900.585
Scaduti da 0 a 3 mesi	128.980	131.850
Scaduti da 3 a 12 mesi	99.249	108.359
Scaduti oltre 12 mesi	159.307	162.644
<b>Totale</b>	<b>1.375.502</b>	<b>1.303.438</b>

Nei crediti non scaduti sono compresi crediti per fatture da emettere per 486.865 migliaia di euro (545.866 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) 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) e, in via marginale, verso la società FSU. 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.

#### Fondo svalutazione crediti

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

	migliaia di euro				
	<b>31/12/2021</b>	<b>Accantonamenti del periodo</b>	<b>Decrementi</b>	<b>Variazione area di consolidamento</b>	<b>30/06/2022</b>
<b>Fondo svalutazione crediti</b>	<b>239.512</b>	<b>34.357</b>	<b>(18.567)</b>	<b>13.485</b>	<b>268.787</b>

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 comprendono rilasci per 733 migliaia di euro, riclassifiche tra i crediti commerciali non correnti per 1.749 migliaia di euro e utilizzi per 16.085 migliaia di euro.

## NOTA 15\_ATTIVITA' PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 9.439 migliaia di euro (7.114 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) 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	
	30/06/2022	31/12/2021
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	6.536	3.537
Credito verso Erario per IVA	36.776	46.692
Altri crediti di natura tributaria	103.726	160.581
<b>Crediti tributari entro 12 mesi</b>	<b>147.038</b>	<b>210.810</b>
Crediti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	47.858	39.927
Crediti per certificati verdi	31.791	31.109
Crediti per anticipi a fornitori	18.138	14.260
Altre attività correnti	72.590	59.363
<b>Altre attività correnti</b>	<b>170.377</b>	<b>144.659</b>
Ratei e risconti	48.782	29.592
<b>Totale</b>	<b>366.197</b>	<b>385.061</b>

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 90.036 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 sia realizzata mediante la cessione a intermediari finanziari. La riduzione della voce rispetto al 31 dicembre 2021 è dovuta principalmente alla cessione dei crediti fiscali per Ecobonus e Superbonus.

Le società che partecipano al Gruppo IVA 2022, oltre alla capogruppo Iren S.p.A., sono le seguenti: Iren Energia S.p.A., IRETI S.p.A., Iren Mercato S.p.A., Iren Ambiente S.p.A, 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.p.A., Territorio e Risorse S.r.l., Rigenera Materiali S.r.l, Unieco Holding Ambiente Srl, Manduriambiente Sp.A., Scarlino Immobiliare S.r.l., Iren AmbIENTE Toscana S.p.A., TB S.p.A., Produrre Pulito S.r.l., Futura S.p.A., Borgo Ambiente S.c.r.l., Picena Depur S.r.l., Uniproject S.r.l., IBlu S.r.l., Iren Ambiente Parma S.r.l., Iren Ambiente Piacenza S.r.l. e Asti Energia e Calore S.p.A.

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:

	30/06/2022	31/12/2021
Crediti finanziari verso collegate	3.609	2.786
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	5.256	7.568
Crediti finanziari verso altri	142.271	194.944
Attività per strumenti derivati correnti	231.001	167.426
<b>Totale</b>	<b>382.137</b>	<b>372.724</b>

migliaia di euro

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 Acquaenna (409 migliaia di euro), BI Energia (800 migliaia di euro) e STU Reggiane (456 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, e ammontano a 5.256 migliaia di euro (7.568 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) e sono relativi ai rapporti tra le controllate AMIAT e Iren Smart Solutions ed 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 depositi versati a garanzia dell'operatività sui mercati future delle commodities (35.460 migliaia di euro), a certificati bancari di deposito (30.000 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 (35.191 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, all'anticipo finalizzato all'acquisto della partecipazione in Società dell'Acqua Potabile (SAP), 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:

	30/06/2022	31/12/2021
Depositi bancari e postali	476.625	606.787
Denaro e valori in cassa	319	101
<b>Totale</b>	<b>476.944</b>	<b>606.888</b>

migliaia di euro

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 destinate ad essere cedute sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il *fair value* al netto dei costi di vendita e ammontano a 1.144 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2021). La voce si riferisce:

- per 987 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2021) alle attività nette inerenti le 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 2021) alla società collegata Piana Ambiente.

Inoltre, tra le attività destinate ad essere cedute è presente la partecipazione in Fata Morgana già completamente svalutata in periodi precedenti.

## PASSIVO

### NOTA 20\_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	30/06/2022	31/12/2021
Capitale sociale	1.300.931	1.300.931
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	1.114.448	966.512
Risultato netto del periodo	133.318	302.935
<b>Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti</b>	<b>2.548.697</b>	<b>2.570.378</b>
Capitale e riserve attribuibili alle minoranze	365.377	349.747
Utile (perdita) attribuibile alle minoranze	19.323	30.229
<b>Totale patrimonio netto consolidato</b>	<b>2.933.397</b>	<b>2.950.354</b>

#### Capitale sociale

Il capitale sociale, invariato rispetto al 31 dicembre 2021, 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	
	30/06/2022	31/12/2021
Azioni proprie	(38.690)	(38.690)
Riserva sovrapprezzo azioni	133.019	133.019
Riserva legale	98.159	87.216
Riserva copertura flussi finanziari	(23.991)	(14.465)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	945.951	799.432
<b>Totale riserve</b>	<b>1.114.448</b>	<b>966.512</b>

#### 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 del primo semestre 2022 sono variate principalmente per il riporto a nuovo degli utili dell'esercizio 2021 non distribuiti (157.269 migliaia di euro).

#### Dividendi

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Iren S.p.A. ha approvato in data 21 giugno 2022 il Bilancio d'Esercizio al 31 dicembre 2021 della Società e la Relazione sulla Gestione, ed ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,105 euro per azione ordinaria, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione. Il dividendo è stato posto

in pagamento a partire dal giorno 20 luglio 2022, contro stacco cedola il 18 luglio 2022. 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 134.722.951,86.

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 3.656.232 migliaia di euro (3.549.612 migliaia di euro al 31 dicembre 2021).

#### **Obbligazioni**

Ammontano a 2.963.091 migliaia di euro, con scadenza oltre 12 mesi (2.960.176 migliaia di euro al 31 dicembre 2021). La voce è interamente costituita da posizioni della Capogruppo riferite ad emissioni di Public Bond, contabilizzate a costo ammortizzato, a fronte di un complessivo importo nominale in circolazione al 30 giugno 2022 di 3.000.000 migliaia di euro (3.000.000 al 31 dicembre 2021). 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 497.852 migliaia di euro);
- Green Bond scadenza ottobre 2027, cedola 1,5%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 494.412 migliaia di euro);
- Green Bond scadenza settembre 2025, cedola 1,95%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 496.890 migliaia di euro);
- Green Bond scadenza ottobre 2029, cedola 0,875%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 495.987 migliaia di euro);
- Bond scadenza luglio 2030, cedola 1%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 491.252 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 486.698 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 2021 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 632.300 migliaia di euro (504.677 migliaia di euro al 31 dicembre 2021). 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.	0,414% - 1,065%	
periodo di scadenza	2023-2028	2023-2036	
1.7.2023 – 30.6.2024	1.343	54.484	55.827
1.7.2024 – 30.6.2025	1.407	61.578	62.985
1.7.2025 – 30.6.2026	1.476	59.650	61.125
1.7.2026 – 30.6.2027	1.468	61.068	62.536
Successivi	1.982	387.845	389.827
<b>Totale debiti oltre 12 mesi al 30/6/2022</b>	<b>7.675</b>	<b>624.625</b>	<b>632.300</b>
<b>Totale debiti oltre 12 mesi al 31/12/2021</b>	<b>7.038</b>	<b>497.639</b>	<b>504.677</b>

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:

	31/12/2021					30/06/2022
	Totale debiti oltre 12 mesi	Incrementi	Variazione area consolidamento	Riduzioni	Variazione costo ammortizzato	Totale debiti oltre 12 mesi
- a tasso fisso	7.038	-	1.500	(863)	-	7.675
- a tasso variabile	497.639	150.000	1.608	(24.438)	(183)	624.625
<b>TOTALE</b>	<b>504.677</b>	150.000	3.108	<b>(25.302)</b>	<b>(183)</b>	<b>632.300</b>

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 30 giugno 2022 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2021, per l'effetto combinato di:

- erogazione alla Capogruppo di un finanziamento ESG Linked per 150.000 migliaia di euro da Intesa Sanpaolo, come commentato in Relazione sulla Gestione – Gestione Finanziaria;
- incremento per 3.108 migliaia di euro di finanziamenti a medio-lungo termine in capo a Società entrate nel perimetro di consolidamento del Gruppo nel corso del semestre;
- riduzione per 25.302 migliaia di euro per la classificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- incremento per 183 migliaia di euro per la contabilizzazione al costo ammortizzato dei finanziamenti.

#### Altre passività finanziarie

Ammontano a 60.841 migliaia di euro (84.759 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) e si riferiscono:

- per 20.925 migliaia di euro (48.869 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) 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 34.545 migliaia di euro (29.820 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) a debiti per contratti di leasing;
- per 3.238 migliaia di euro (3.236 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) a "Opzione di vendita soci di minoranza", relativi 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.
- per 2.133 migliaia di euro (2.223 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) 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 2022 hanno avuto la seguente movimentazione:

	31/12/2021	Variazione area di consolidamento	Erogazioni del periodo	Obbligazioni maturate nel periodo	Oneri finanziari	30/06/2022
Trattamento di fine rapporto	92.081	178	(4.306)	581	119	88.653
Mensilità aggiuntive (premio anzianità)	4.168	-	(285)	42	15	3.940
Premio fedeltà	2.807	-	(22)	24	3	2.812
Agevolazioni tariffarie	4.362	-	(59)	-	7	4.310
Fondo premungas	2.183	-	(207)	-	3	1.979
<b>Totale</b>	<b>105.601</b>	<b>178</b>	<b>(4.879)</b>	<b>647</b>	<b>147</b>	<b>101.694</b>

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

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 2021.

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	-0.17% - 0,98%
Tasso annuo di inflazione	1,75%
Tasso annuo incremento TFR	2,813%

## NOTA 23\_FONDI PER RISCHI ED ONERI

La voce ammonta a 405.741 migliaia di euro (422.989 migliaia di euro al 31 dicembre 2021). Il dettaglio è esposto nella seguente tabella e si riferisce sia alla quota corrente che alla quota non corrente:

	31/12/2021	Incrementi	Decrementi	(Proventi) oneri da attualizza- zione	Variazione area di consolida- mento	30/06/2022	Quota non corrente
Fondo ripristino beni di terzi	173.994	3.839	-	105	-	177.938	177.938
Fondi post mortem	79.480	-	(3.600)	(502)	-	75.378	66.518
Fondo smantellamento e bonifica area	49.023	-	(24)	(148)	439	49.290	49.269
Fondo oneri esodo personale	10.025	61	(1.671)	-	-	8.415	2.192
Fondo rischi su partecipazioni	65	-	-	-	-	65	-
Obbligo annullamento ETS	143.864	111.252	(143.177)	-	-	111.939	-
Altri fondi per rischi ed oneri	179.039	3.566	(35.539)	-	1.253	148.319	109.824
<b>Totale</b>	<b>635.490</b>	<b>118.718</b>	<b>(184.011)</b>	<b>(545)</b>	<b>1.692</b>	<b>571.344</b>	<b>405.741</b>

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 2,40%.

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce principalmente ai saldi acquisiti nel corso del semestre relativi alle società Alegas e Valle Dora Energia.

### **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.

Nel corso dell'esercizio 2019, al fine di proseguire nel programma di riequilibrio professionale e demografico del personale e a seguito di accordi con le Organizzazioni Sindacali, il Gruppo ha stanziato fondi per incentivare alla pensione su base volontaria i dipendenti interessati aventi i requisiti introdotti dal decreto-legge 4/2019 contenente la cd. quota 100. L'articolo 14 del citato DL 4/2019 introduce a partire dal 2019 la possibilità di andare in pensione con i requisiti di 62 anni di età e 38 anni di contributi maturati entro il 31 dicembre 2021.

### **Obbligo annullamento ETS**

La voce si riferisce agli obblighi legati ai diritti di emissione di anidride carbonica secondo l'Emission Trading Scheme. Le movimentazioni riguardano la stima dei costi per l'obbligo del periodo e l'annullamento dei titoli per l'adempimento all'obbligo dell'esercizio precedente.

### **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 2022 sono stati effettuati rilasci di fondi per 13.384 migliaia di euro, relativi principalmente a pendenze con fornitori/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 197.869 migliaia di euro (188.725 migliaia di euro al 31 dicembre 2021), 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	
	<b>30/06/2022</b>	<b>31/12/2021</b>
Debiti oltre 12 mesi	62.402	59.828
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	434.272	431.783
Ratei e risconti passivi non correnti	3.868	4.198
<b>Totale</b>	<b>500.542</b>	<b>495.809</b>

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), a debiti di natura tributaria per imposte sostitutive da versare oltre i 12 mesi dalla data del bilancio e alle somme relative ad esercizi precedenti da

versare per la cassa integrazione guadagni (CIG), per la cassa integrazione guadagni straordinaria (CIGS) e per la mobilità.

Tra i risconti passivi per contributi in conto impianti sono compresi gli importi relativi ai contributi di allacciamento per un importo pari a 144.301 migliaia di euro e alla componente Fo.N.I. (Fondo Nuovi Investimenti), per un importo pari a 57.554 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 7.605 e 3.293 migliaia di euro e viene esposta nella voce "Debiti vari e altre passività correnti tra i risconti passivi" per contributi c/impianto.

## **PASSIVITA' CORRENTI**

### **NOTA 26\_PASSIVITA' FINANZIARIE CORRENTI**

La scadenza di tutti i debiti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

Le passività finanziarie a breve termine sono così suddivise:

	migliaia di euro	
	<b>30/06/2022</b>	<b>31/12/2021</b>
Obbligazioni	359.430	359.135
Debiti verso istituti di credito	84.733	55.677
Debiti finanziari verso società collegate	14.849	-
Debiti finanziari verso soci parti correlate	67.124	3.140
Debiti finanziari verso altre parti correlate	2	1
Debiti finanziari per leasing	9.350	9.120
Debiti finanziari verso altri	102.756	19.187
Passività per strumenti derivati correnti	106.783	21.327
<b>Totale</b>	<b>745.027</b>	<b>467.587</b>

#### **Obbligazioni**

Gli importi si riferiscono a Bond con scadenza entro 12 mesi e rappresentano il valore al costo ammortizzato degli strumenti finanziari; in particolare si tratta del Bond emesso nel 2015 con scadenza 2022 (valore nominale in scadenza per 359.634 migliaia di euro).

#### **Debiti finanziari verso istituti di credito**

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

	migliaia di euro	
	<b>30/06/2022</b>	<b>31/12/2021</b>
Mutui – quota a breve	48.281	42.540
Altri debiti verso banche a breve	10.398	2.126
Ratei e risconti passivi finanziari	26.054	11.011
<b>Totale</b>	<b>84.733</b>	<b>55.677</b>

#### **Debiti finanziari verso collegate**

I debiti finanziari verso collegate sono pari a 14.849 migliaia di euro e si riferiscono alla società SEI Toscana.

#### **Debiti finanziari verso soci parti correlate**

Si riferiscono a dividendi delle società Iren S.p.A. e TRM ancora da liquidare ai soci parti correlate.

### Debiti finanziari verso altri

Ammontano a 102.756 migliaia di euro (19.187 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) e si riferiscono:

- per 76.576 migliaia di euro al debito per i dividendi deliberati, ma non ancora liquidati al 30 giugno 2022;
- per 8.227 migliaia di euro relativi al conguaglio prezzo per l'acquisto di Iren Energy Solutions (già Bosch Energy and Building Solutions Italy);
- per 14.122 migliaia di euro a "Opzione di vendita soci di minoranza", relativi alla valutazione a fair value delle opzioni di vendita attribuite, con specifici istituti contrattuali, ai soci di minoranza sulle proprie quote partecipative. Tale voce si riferisce all'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, in Valdarno Ambiente (8.741 migliaia di euro), pari al 43,984% del capitale sociale, detenuta da CSAI e in Maira (1.355 migliaia di euro), pari al 15,77% del capitale sociale, detenuta da Intecno.

### 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	
	30/06/2022	31/12/2021
Debiti verso fornitori	1.537.150	1.482.557
Debiti commerciali verso joint venture	(2)	(2)
Debiti commerciali verso collegate	9.878	12.358
Debiti commerciali verso soci parti correlate	7.716	6.820
Debiti commerciali verso altre parti correlate	4.597	7.372
Acconti esigibili entro 12 mesi	12.253	9.012
Depositi cauzionali entro 12 mesi	5.556	5.579
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	10	9
<b>Totale</b>	<b>1.577.158</b>	<b>1.523.705</b>

### NOTA 28\_PASSIVITA' DERIVANTI DA CONTRATTI CON I CLIENTI

La voce ammonta a 76.891 migliaia di euro (89.262 migliaia di euro al 31 dicembre 2021), 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	
	30/06/2022	31/12/2021
Debito per IVA	5.371	196
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	37.674	17.412
Debiti per IRPEF	1.284	2.361
Altri debiti tributari	41.753	27.449
<b>Debiti tributari entro 12 mesi</b>	<b>86.082</b>	<b>47.418</b>
Debiti verso dipendenti	64.298	59.235
Debiti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	3.758	31.102
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	26.938	26.399
Altre passività correnti	100.024	68.240
<b>Altri debiti entro 12 mesi</b>	<b>195.016</b>	<b>184.976</b>
Ratei e Risconti passivi	30.915	28.662
<b>Totale</b>	<b>312.015</b>	<b>261.057</b>

La variazione dei debiti per imposta governativa erariale è dovuto alle dinamiche dei versamenti in acconto e in saldo che sono influenzate dai volumi di fatturazione dell'esercizio di competenza e dell'esercizio precedente.

La variazione dei debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali del periodo è legato alle stime di perequazione passiva di energia elettrica e gas.

Le altre passività correnti si riferiscono principalmente alle stime di costo per gli obblighi relativi ai titoli di efficienza energetica, ai debiti per componenti tariffarie della distribuzione elettrica da versare al GSE, ai debiti per canoni di depurazione, ai debiti per canone RAI riscosso in bolletta e ai debiti nei confronti dei clienti per i lavori fatturati, ma non ancora eseguiti relativi all'efficienza energetica degli edifici.

L'incremento della voce "Altre passività correnti" è legato in gran parte all'andamento del variation margin relativo agli acquisti a termine di diritti di emissione di CO2 (Emission Trading System).

## NOTA 30\_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La voce "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 24.926 migliaia di euro (48.674 migliaia di euro al 31 dicembre 2021), 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 165.603 migliaia di euro (212.501 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) e si riferisce alla quota a breve dei fondi, così suddivisa:

- fondo oneri relativi all'obbligo di annullamento delle quote di emissione per 111.939 migliaia di euro;
- fondo oneri per compensazioni ambientali per 11.287 migliaia di euro;
- fondo oneri esodo personale per 6.223 migliaia di euro;
- fondo smantellamento e bonifica aree e fondi post-mortem per 8.881 migliaia di euro;
- altri fondi rischi per 27.273 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 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	
	30/06/2022	31/12/2021
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(143.912)	(131.766)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	3.656.232	3.549.612
<b>Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine</b>	<b>3.512.320</b>	<b>3.417.846</b>
Attività finanziarie a breve termine	(859.081)	(979.612)
Indebitamento finanziario a breve termine	745.027	467.587
<b>Indebitamento finanziario netto a breve termine</b>	<b>(114.054)</b>	<b>(512.025)</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>3.398.266</b>	<b>2.905.821</b>

### Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 37.667 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino e per 21.386 migliaia di euro a crediti verso società collegate.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 5.256 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino e per 3.609 migliaia di euro a crediti verso società collegate.

Le passività finanziarie a lungo termine sono relative per 151 migliaia di euro a debiti verso società collegate.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 67.123 migliaia di euro a debiti verso i soci parti correlate (per dividendi) e per 14.888 migliaia di euro a debiti verso società collegate.

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	
	30/06/2022	31/12/2021
A. Disponibilità liquide	(476.944)	(606.888)
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	(35.460)	(103.595)
<b>D. Liquidità (A) + (B) + (C)</b>	<b>(512.404)</b>	<b>(710.483)</b>
E. Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	327.966	56.792
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	417.061	410.795
<b>G. Indebitamento finanziario corrente (E + F)</b>	<b>745.027</b>	<b>467.587</b>
<b>H. Indebitamento finanziario corrente netto (G - D)</b>	<b>232.623</b>	<b>(242.896)</b>
I. Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	693.141	589.436
J. Strumenti di debito	2.963.091	2.960.176
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
<b>L. Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)</b>	<b>3.656.232</b>	<b>3.549.612</b>
<b>M. Totale indebitamento finanziario (H + L)</b>	<b>3.888.855</b>	<b>3.306.716</b>

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
<b>Passività finanziari correnti e non correnti 31.12.2021</b>	<b>4.017.199</b>
<b>Variazioni monetarie come riportato nel rendiconto finanziario</b>	
Sottoscrizione di finanziamenti a medio lungo termine	150.000
Rimborso di finanziamenti a medio lungo termine	(19.561)
Rimborso di leasing finanziari	(5.563)
Variazione altri debiti finanziari	6.512
Interessi pagati	(16.754)
Dividendi pagati e deliberati in esercizi precedenti	(3.967)
<b>Variazioni non monetarie</b>	
Passività acquisite a seguito di variazione area di consolidamento	29.899
Nuovi contratti di leasing finanziari	8.762
Variazione di fair value strumenti derivati	57.512
Interessi e altri oneri finanziari di competenza	33.340
Dividendi deliberati e non pagati nell'esercizio corrente	143.880
<b>Passività finanziari correnti e non correnti 30.06.2022</b>	<b>4.401.259</b>

## 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 2022 accoglie le grandezze economiche delle società del Gruppo Iren Green Generation (già Puglia Holding), a partire dal 1° aprile 2022 quelle di Valdarno Ambiente, C.R.C.M. e Alegas, mentre a partire dal 1° giugno 2022 quelle di Valle Dora Energia; i risultati economici del primo semestre 2022 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 Futura S.p.A., Sidiren S.r.l., Lab231 S.r.l., Nove S.p.A, Iren Energy Solutions (già Bosch Energy and Building Solutions Italy s.r.l.) e di un ramo d'azienda della società Sviluppo Ambiente e Sicurezza S.r.l., relativo ad attività di consulenza in materia di sicurezza e salute nei luoghi di lavoro, gestione di pratiche ambientali, privacy e formazione professionale. Nel primo semestre 2021 le voci di conto economico di Futura erano inclusi per soli tre mesi essendo stata acquisita il 31 marzo 2021, mentre quelle delle altre società non erano presenti in quanto consolidate a partire dal secondo semestre.

### RICAVI

#### NOTA 33\_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 3.650.475 migliaia di euro (1.965.489 migliaia di euro nel primo semestre 2021) e viene dettagliata nella seguente tabella.

	migliaia di euro	
	I semestre 2022	I semestre 2021
Ricavi energia elettrica	1.858.213	809.263
Ricavi calore	252.487	110.037
Ricavi gas	552.860	292.360
Ricavi servizio idrico integrato	232.009	211.659
Ricavi raccolta e smaltimento rifiuti	363.751	363.144
Ricavi per servizi di costruzione di beni in concessione	92.387	80.172
Altri ricavi	298.768	98.854
<b>Totale</b>	<b>3.650.475</b>	<b>1.965.489</b>

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	459.153	448.240	2.088.558	2.849.275	12.132	(2.206.883)	3.650.475
Altri proventi	68.746	37.683	50.301	38.217	1.370	(135.179)	61.138
<b>Totale</b>	<b>527.899</b>	<b>485.923</b>	<b>2.138.859</b>	<b>2.887.492</b>	<b>13.502</b>	<b>(2.342.062)</b>	<b>3.711.613</b>

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	64.892	30.883	1.630.104	1.186.070	-	(1.053.736)	1.858.213
Ricavi teleriscaldamento	-	17.345	252.766	254.422	-	(272.046)	252.487
Ricavi gas	56.489	4.048	-	1.354.746	-	(862.423)	552.860
Ricavi servizio idrico integrato	228.309	2.001	-	-	-	1.699	232.009
Ricavi igiene ambientale	6	367.840	-	-	-	(4.095)	363.751
Ricavi servizi di costruzione di beni in concessione - IFRIC 12	90.516	1.723	148	-	-	-	92.387
Altri ricavi	18.941	24.400	205.540	54.037	12.132	(16.282)	298.768
<b>Totale Ricavi per beni e servizi</b>	<b>459.153</b>	<b>448.240</b>	<b>2.088.558</b>	<b>2.849.275</b>	<b>12.132</b>	<b>(2.206.883)</b>	<b>3.650.475</b>

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 e 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 61.138 migliaia di euro (38.293 migliaia di euro nel primo semestre 2021) 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 2022	I semestre 2021
Contributi c/impianto	6.930	6.205
Contributi allacciamento	5.388	5.242
Altri contributi	5.824	2.236
<b>Totale</b>	<b>18.142</b>	<b>13.683</b>

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.

#### Ricavi titoli energetici

	migliaia di euro	
	I semestre 2022	I semestre 2021
Ricavo incentivo ex-Certificati Verdi	7.553	24.473
Ricavi Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	12.030	15.108
Riduzione contributo tariffario per Certificati Bianchi di esercizi precedenti	-	(33.078)
<b>Totale</b>	<b>19.583</b>	<b>6.503</b>

La riduzione del contributo tariffario relativo a Certificati Bianchi di esercizi precedenti del primo semestre 2021 originava a fronte del ridimensionamento degli obblighi dell'anno 2020, a cui erano tenuti all'adempimento i distributori di energia elettrica e gas naturale, introdotto dal Decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 21 maggio 2021.

## Proventi diversi

	migliaia di euro	
	I semestre 2022	I semestre 2021
Ricavi da contratti di servizio	1.135	1.358
Ricavi da affitti attivi e noleggi	818	552
Plusvalenze da alienazione di beni	151	810
Recuperi assicurativi	2.608	2.017
Rimborsi diversi	4.633	2.600
Altri ricavi e proventi	14.068	10.770
<b>Totale</b>	<b>23.413</b>	<b>18.107</b>

## 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 2022	I semestre 2021
Acquisto energia elettrica	573.955	140.557
Acquisto gas	1.449.480	368.744
Acquisto calore	426	121
Acquisto acqua	2.125	1.980
Altre materie prime e materiali magazzino	69.389	44.820
Emission trading	111.252	58.392
Certificati Bianchi	6.117	40
Riduzione obblighi per Certificati Bianchi di esercizi precedenti	-	(35.806)
Variazione delle rimanenze	(77.896)	(16.765)
<b>Totale</b>	<b>2.134.848</b>	<b>562.083</b>

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci aumentano di 1.572.765 migliaia di euro. L'incremento dei costi di acquisto di energia elettrica e gas è legato principalmente all'aumento dei prezzi delle commodities.

La riduzione degli obblighi per Certificati Bianchi di esercizi precedenti del primo semestre 2021 era riferita alla revisione della stima dei costi per l'acquisto di titoli per l'adempimento relativo all'anno 2020, a seguito del ridimensionamento quantitativo degli obblighi introdotto dal Decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 21 maggio 2021.

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 728.639 migliaia di euro (663.309 migliaia di euro nel primo semestre 2021) e sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2022	I semestre 2021
Trasporto energia elettrica e oneri sistema elettrico	197.070	242.518
Vettoriamento gas	22.400	31.609
Lavori di terzi, manutenzioni e prestazioni industriali	230.655	140.609
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	120.638	125.984
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	6.540	4.894
Consulenze tecniche, amministrative, commerciali e spese pubblicitarie	48.491	38.870
Spese legali e notarili	1.685	1.832
Assicurazioni	11.991	8.534
Spese bancarie	4.747	4.061
Spese telefoniche	2.950	3.164
Spese per informatica	24.877	18.852
Servizi di lettura e bollettazione	5.311	4.897
Compensi Collegio Sindacale	562	531
Altri costi per servizi	33.146	19.512
<b>Totale costi per servizi</b>	<b>711.063</b>	<b>645.867</b>

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

Gli "altri costi per servizi" accolgono in via residuale costi per consumi interni, back office, trasporti ed altre prestazioni.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 17.577 migliaia di euro (17.442 migliaia di euro nel primo semestre 2021). 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 49.246 migliaia di euro (34.879 migliaia di euro nel primo semestre 2021) e sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2022	I semestre 2021
Spese generali	10.377	8.513
Canoni e sovraccanoni di derivazione	12.934	11.344
Imposte e tasse	12.479	10.746
Minusvalenze da alienazione di beni	206	303
Altri oneri diversi di gestione	13.250	3.973
<b>Totale</b>	<b>49.246</b>	<b>34.879</b>

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 ai canoni per occupazione e ripristino del suolo pubblico.

La voce altri oneri diversi di gestione, oltre a includere rettifiche di costi di competenza di esercizi precedenti, accoglie nel periodo l'iscrizione del conguaglio non ricorrente relativo al meccanismo di compensazione sul prezzo dell'energia elettrica previsto dal DL 4/2022 ("Sostegni Ter"), da erogarsi al GSE, per 10.826 migliaia di euro.

#### NOTA 38\_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

I costi per lavori interni capitalizzati ammontano a 21.649 migliaia di euro (20.714 migliaia di euro nel primo semestre 2021) e riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse e fattori produttivi interni.

	migliaia di euro	
	I semestre 2022	I semestre 2021
Manodopera capitalizzata	(16.054)	(17.925)
Materiali di magazzino capitalizzati	(5.595)	(2.789)
<b>Totale</b>	<b>(21.649)</b>	<b>(20.714)</b>

#### NOTA 39\_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale si attestano a 257.798 migliaia di euro (247.971 migliaia di euro nel primo semestre 2021) e sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	I semestre 2022	I semestre 2021
Retribuzioni lorde	185.171	177.309
Oneri sociali	56.010	54.902
TFR	481	481
Altri benefici a lungo termine dipendenti	80	80
Altri costi per il personale	15.138	14.232
Compensi amministratori	918	967
<b>Totale</b>	<b>257.798</b>	<b>247.971</b>

Si segnala che, come riportato in nota 38, sono stati capitalizzati 16.054 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 2022	Esercizio 2021	Media del periodo
Dirigenti	108	104	106
Quadri	364	345	363
Impiegati	4.052	3.915	3.980
Operai	4.821	4.691	4.728
<b>Totale</b>	<b>9.345</b>	<b>9.055</b>	<b>9.177</b>

Le principali variazioni dell'organico rispetto al 31 dicembre 2021 sono riconducibili:

- all'avvio/conclusione di servizi svolti in appalto da San Germano;
- alla prosecuzione del piano di ricambio generazionale, con un consistente numero di assunzioni dal mercato del lavoro;
- all'acquisizione, ad aprile 2022, da parte di Iren Mercato di Alegas, per complessive 11 risorse.

#### NOTA 40\_AMMORTAMENTI

Gli ammortamenti del periodo ammontano a 251.585 migliaia di euro (228.172 migliaia di euro nel primo semestre 2021).

	migliaia di euro	
	I semestre 2022	I semestre 2021
Attività materiali e investimenti immobiliari	149.553	143.990
Attività immateriali	102.032	84.182
<b>Totale</b>	<b>251.585</b>	<b>228.172</b>

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 28.230 migliaia di euro (37.860 migliaia di euro nel primo semestre 2021) ed è dettagliata nella tabella seguente.

	migliaia di euro	
	I semestre 2022	I semestre 2021
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti commerciali correnti	34.357	32.849
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti commerciali non correnti	1.287	813
<b>Totale accantonamenti a fondo svalutazione crediti</b>	<b>35.644</b>	<b>33.662</b>
Accantonamenti a fondi rischi e ripristino beni di terzi	5.968	7.129
Rilascio fondi	(14.270)	(3.088)
Svalutazioni	888	157
<b>Totale altri accantonamenti netti e svalutazioni</b>	<b>(7.414)</b>	<b>4.198</b>
<b>Totale</b>	<b>28.230</b>	<b>37.860</b>

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.

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 5.764 migliaia di euro (26.964 migliaia di euro nel primo semestre 2021). Il dettaglio è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2022	I semestre 2021
Interessi attivi verso banche	110	394
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	497	1.414
Interessi attivi da clienti	2.262	4.197
Proventi fair value contratti derivati	-	4.161
Proventi realizzati su contratti derivati	4	-
Plusvalenza da cessione di attività finanziarie	-	409
Altri proventi finanziari	2.891	16.389
<b>Totale</b>	<b>5.764</b>	<b>26.964</b>

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). I proventi da fair value su contratti derivati si riferivano alla quota non efficace di strumenti di copertura.

Gli altri proventi finanziari sono costituiti principalmente da proventi per l'attualizzazione dei fondi e per la variazione del fair value di strumenti finanziari. Nel primo semestre 2021 erano inoltre presenti proventi relativi all'estinzione anticipata di passività finanziarie.

### Oneri finanziari

La voce ammonta a 37.465 migliaia di euro (41.603 migliaia di euro nel primo semestre 2021). Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2022	I semestre 2021
Interessi passivi su mutui	1.226	897
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	24.352	26.171
Interessi passivi su c/c bancari	222	50
Interessi passivi verso altri	620	496
Oneri finanziari capitalizzati	(1.458)	(711)
Oneri realizzati su contratti derivati	1.367	7.225
Interest cost - Benefici ai dipendenti	147	-
Oneri finanziari su passività per leasing	254	254
Altri oneri finanziari	10.735	7.221
<b>Totale</b>	<b>37.465</b>	<b>41.603</b>

Gli interessi su mutui e prestiti obbligazionari comprendono gli oneri relativi alla valutazione al costo ammortizzato. Gli altri oneri finanziari sono costituiti principalmente da oneri finanziari per l'attualizzazione dei fondi e da oneri derivanti dalla cessione a intermediari finanziari dei crediti relativi alle detrazioni su lavori eseguiti al fine di migliorare l'efficienza energetica degli edifici (ecobonus).

#### **NOTA 43\_RETIFICAZIONE DI VALORE DI PARTECIPAZIONI**

La voce è negativa per 13 migliaia di euro (positiva per 1.305 migliaia nel primo semestre 2021) e si riferisce ad una svalutazione di partecipazioni minori (-32 migliaia di euro) e alla rideterminazione al *fair value*, alla data di acquisizione del controllo, dell'interessenza di minoranza in Valle Dora Energia (+19 migliaia di euro).

Nel primo semestre 2021 si riferiva alla rideterminazione al *fair value*, alla data di acquisizione del controllo, dell'interessenza di minoranza in Futura.

#### **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 5.863 migliaia di euro (positivo per 5.372 migliaia di euro nel primo semestre 2021). 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 104.424 migliaia di euro e accoglie la stima delle imposte sul reddito del primo semestre 2022 per 73.945 migliaia di euro (33.987 migliaia di euro nel primo semestre 2021) e il c.d. "Contributo di Solidarietà" per 30.479 migliaia di euro.

La stima delle imposte sul reddito del primo semestre 2022 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 2022 è pari al 28,8%, mentre nel periodo comparativo si attestava al 14,0%. Quest'ultimo era influenzato dal provento fiscale netto, non ricorrente, di 32.258 migliaia di euro legato all'esercizio dell'opzione sui riallineamenti dei valori contabili e fiscali di cui al DL n. 104/20 (c.d. "DL Agosto"), che aveva determinato una riduzione dello stesso tax rate pari al 13,3%.

La voce imposte non ricorrenti accoglie quanto disciplinato dal DL 21/2022 (art. 37), che ha previsto per l'anno 2022 un prelievo quale contributo straordinario contro il caro bollette (c.d. "Contributo di solidarietà") per le imprese esercenti in Italia le attività di produzione, rivendita e importazione di energia elettrica e gas o di produzione, estrazione, rivendita, importazione, distribuzione e commercio di prodotti petroliferi (c.d. imposta sugli extraprofiti). Detto contributo, inizialmente previsto nella misura del 10%, è salito al 25% (art. 55 del Decreto Aiuti n. 50/2022). Lo stesso è calcolato sull'incremento del saldo tra operazioni attive e passive realizzato dal 1° ottobre 2021 al 30 aprile 2022, rispetto al medesimo periodo tra il 2020 e il 2021 (il cosiddetto "extraprofitto").

Il Gruppo, alla luce delle incertezze interpretative in relazione all'art 37 del DL 21/2022 e valutate le indicazioni della circolare numero 22 del 23 giugno 2022 della Agenzia delle Entrate ("la Circolare"), si è avvalso del parere di uno studio esterno (di seguito "Parere") che ha effettuato una valutazione di più fattori, comprese le interpretazioni della legislazione fiscale e le esperienze pregresse nel settore, al fine di effettuare una stima della passività derivante dal Contributo di solidarietà che è stata determinata in 30.479 migliaia di euro.

Le conclusioni desumibili dal Parere sono in parte contrastanti con le indicazioni della Circolare, ma lo studio esterno ha valutato come improbabile una soccombenza del Gruppo in sede di eventuale contenzioso.

#### **NOTA 46\_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE**

Non è presente sia nel primo semestre 2022 che nel periodo comparativo.

#### **NOTA 47\_UTILE (PERDITA) DEL PERIODO ATTRIBUIBILE ALLE MINORANZE**

L'utile di terzi, pari a 19.323 migliaia di euro (15.171 migliaia di euro nel primo semestre 2021), 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 2022 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 2022	I semestre 2021
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	133.318	193.102
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.283.076	1.283.076
<b>Utile (perdita) per azione base (euro)</b>	<b>0,10</b>	<b>0,15</b>

#### NOTA 49\_ ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

Le altre componenti di conto economico complessivo sono negative per 5.662 migliaia di euro (positive per 24.536 migliaia di euro nel primo semestre 2021) e comprendono altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a conto economico. Nel dettaglio si riferiscono:

- alla quota efficace delle variazioni di *fair value* di strumenti di copertura di flussi finanziari, negativa per 12.354 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 gas);
- alla variazione della riserva di traduzione, positiva per 1.331 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 5.361 migliaia di euro.

## XI. GARANZIE E PASSIVITÀ POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

a) Fideiussioni ed altre garanzie per impegni propri per 912.523 migliaia di euro (741.391 migliaia di euro al 31 dicembre 2021); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni ed impegni a favore di:

- CONSIP per 151.022 migliaia di euro principalmente per contratti fornitura di energia elettrica;
- Agenzia delle Entrate per 130.670 migliaia di euro a fronte della richiesta di rimborso del credito IVA;
- GME per 79.028 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato energetico;
- ARPAE per 72.545 migliaia di euro a fronte del conferimento rifiuti e della gestione operativa e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
- Provincia Torino/Città Metropolitana per 56.836 migliaia di euro a fronte del conferimento rifiuti e della gestione post-mortem degli impianti soggetti ad A.I.A.;
- Unieco per 46.000 migliaia di euro a garanzia dell'acquisizione della "divisione Ambiente Unieco";
- ATO-R per 44.335 migliaia di euro come garanzie definitive per la procedura di acquisizione di AMIAT/TRM;
- Comune Città di Torino per 35.000 migliaia di euro garanzie definitive per la procedura di acquisizione di AMIAT/TRM;
- Ministero dell'Ambiente per 32.403 migliaia di euro per autorizzazioni diverse;
- Agenzie delle Dogane per euro 21.166 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento dell'imposte erariali e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
- ATERSIR per 19.066 migliaia di euro per convenzioni e gare in corso relative al Servizio Idrico Integrato e al Servizio di Gestione dei Rifiuti Urbani;
- Provincia di La Spezia per 18.070 migliaia di euro per conferimento rifiuti e gestione impianti;
- SNAM Rete Gas per 14.770 migliaia di euro a garanzia dei contratti dispacciamento gas e codici di rete;
- Regione Puglia per 12.444 a garanzia autorizzazioni discariche ed impianti;
- Regione Toscana per 9.447 a garanzia autorizzazioni impianti vari;
- 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 gestione impianti;
- Provincia di Parma per 6.187 migliaia di euro a garanzia autorizzazioni impianti vari;
- Intercert Emilia Romagna per 5.863 migliaia di euro per affidamento servizio manutenzione immobili;
- SETA Spa per 5.850 migliaia di euro a garanzia della regolare esecuzione dell'attività post-mortem per la discarica Chivasso 0;

b) Garanzie prestate per conto di società controllate e collegate per 275.912 migliaia di euro principalmente a garanzia affidamenti bancari e contratti commerciali/Parent Company Guarantee per conto Iren Mercato S.p.A..

In riferimento alla società collegata Sinergie Italiane si segnala che alla data del 30 giugno 2022 sono state svincolate tutte le garanzie prestate, mentre al 31 dicembre 2021 ammontavano a 10.999 migliaia di euro.

### 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 CO<sub>2</sub> 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 398,6 milioni di euro;
- contratti di acquisto gas metano a prezzo indicizzato, per un quantitativo previsionale di 26,9 milioni di metri cubi;
- contratti di acquisto energia elettrica, per un controvalore di 4,35 milioni di euro;
- contratti di acquisto di quote di emissione CO<sub>2</sub>, per un controvalore di 59,4 milioni di euro.

## PASSIVITA' POTENZIALI

### **Informativa su Processo Verbale di Costatazione del 26 luglio 2019 notificato a Iren Mercato S.p.A.**

Il 20 febbraio 2019, l'Agenzia delle Entrate - Direzione Regionale della Liguria ha avviato una verifica fiscale, per i periodi di imposta 2013 e 2014, nei confronti della società Iren Mercato S.p.A. conclusasi con la notifica del Processo Verbale di Costatazione (PVC) del 26 luglio 2019: la verifica ha avuto, principalmente, ad oggetto i rapporti commerciali intercorsi tra la società e la partecipata Sinergie Italiane, in attuazione del contratto di acquisto di gas naturale sottoscritto in data 20 marzo 2013.

L'Ufficio con il citato PVC, ha contestato alla società, ai fini IRES e IRAP, l'indebita deduzione, in violazione dell'art. 109 del Tuir, di parte del prezzo del gas corrisposto a Sinergie Italiane (per la parte costituita, appunto, dal *mark-up* applicato da quest'ultima sul proprio prezzo di acquisto del gas naturale), per un totale di euro 4.274.009 per l'anno 2013 e di euro 3.748.010 per l'anno 2014.

L'Ufficio nel PVC ha altresì contestato l'indebita detrazione (in violazione dell'art. 19, comma 1, del D.p.r. n. 633/1972) dell'IVA (applicata con aliquota del 10%) corrisposta dalla società in relazione alle fatture emesse da Sinergie Italiane.

In relazione alle operazioni oggetto di contestazione, Iren Mercato ha prodotto, nel corso della verifica, memorie con le quali sono stati forniti ampi chiarimenti circa la natura dei rapporti commerciali intercorrenti tra le due società. Inoltre, la società – pur nella convinzione della legittimità del proprio operato e al solo fine di beneficiare della causa di non punibilità penale introdotta dall'art. 39, comma 1, del D.L. n. 124/2019 – in data 6 febbraio 2020, ha effettuato il c.d. ravvedimento operoso (in relazione al Rilievo Mark-up) per le annualità 2015, 2016 e 2017, mediante la presentazione delle dichiarazioni integrative e contestuale versamento di imposte, interessi e sanzioni.

In data 30 giugno 2022 l'Ufficio ha notificato alla società i relativi avvisi di accertamento e pendono pertanto i termini per l'impugnazione.

Avuto riguardo ai suddetti rilievi, nel corso del 2020 erano già stati notificati in relazione all'anno d'imposta 2015 un invito a fornire dati e notizie rilevanti e successivamente un invito al contraddittorio che non ha prodotto definizione alcuna. In data 23 marzo 2021 era stato quindi notificato in relazione a questa annualità un avviso di accertamento IVA in cui veniva contestata la fatturazione del *mark-up* sulla fornitura da Sinergie Italiane, qualificata come operazione inesistente fatturata in regime di reverse charge (art.6 comma 9bis D.Lgs 471/1997). Parimenti, il 17 dicembre 2021 era stato notificato un atto di contestazione per IVA anno d'imposta 2016 in cui era replicato il medesimo rilievo *mark-up* già contestato per il 2015. Entrambi gli atti sono stati impugnati e si sono già tenute le udienze di trattazione presso la Commissione Tributaria Provinciale. Risulta già depositata la sentenza relativa all'anno 2015 con esito favorevole alla Società.

Il rischio connesso ai rilievi dell'Agenzia, in applicazione dell'IFRIC 23, non ha dato luogo ad accantonamenti nel presente bilancio, ritenendo sussistenti una serie di circostanze di fatto e di considerazioni in punta di diritto a conforto del legittimo operato della società che fanno ritenere che vi sia un rischio di soccombenza non probabile.

Il rischio connesso alla possibilità di non ottenere il rimborso degli importi versati per il ravvedimento dei periodi d'imposta 2015, 2016 e 2017, invece, è stimato come "probabile", e si è pertanto proceduto ad appostare un accantonamento quale svalutazione del credito rilevato in relazione alle somme accertate per effettuare il suindicato ravvedimento.

### **Iren Mercato S.p.A. / Azienda Sanitaria Locale Roma 1**

E' pendente dinanzi al Tribunale di Roma, un procedimento attivato con atto di citazione del 10 Aprile 2020 dalla ASL ROMA 1 nei confronti di Iren Mercato e gli altri soggetti appartenenti al RTI allora costituito, ciascuno in proprio e nelle rispettive qualità nel RTI, e 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.

A seguito di nomina del CTU da parte del Giudizio, le operazioni peritali sono state avviate.

Il rischio di soccombenza è stato cautelativamente stimato come possibile, stante l'incertezza correlata ad operazioni peritali aventi ad oggetto prestazioni caratterizzate da elevato tecnicismo e concluse ormai da molti anni.

## 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, gas, calore)
- 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 2021 rideterminato e il conto economico (fino al risultato operativo) del corrente anno per settore di attività, raffrontato ai dati del primo semestre 2021 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 2022

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.192	1.295	2.183	299	35	272	7.276
Capitale circolante netto	81	96	117	(392)	17	-	(81)
Altre attività e passività non correnti	(611)	(201)	(76)	23	2	-	(863)
<b>Capitale investito netto (CIN)</b>	<b>2.662</b>	<b>1.190</b>	<b>2.224</b>	<b>(70)</b>	<b>54</b>	<b>272</b>	<b>6.332</b>
<b>Patrimonio netto</b>							2.933
<b>Posizione Finanziaria netta</b>							3.398
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>							<b>6.332</b>

### Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2021 rideterminata

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.132	1.277	2.108	258	26	226	7.027
Capitale circolante netto	(60)	91	29	(286)	3	-	(223)
Altre attività e passività non correnti	(606)	(198)	(125)	(21)	3	-	(948)
<b>Capitale investito netto (CIN)</b>	<b>2.466</b>	<b>1.170</b>	<b>2.012</b>	<b>(49)</b>	<b>32</b>	<b>226</b>	<b>5.856</b>
<b>Patrimonio netto</b>							2.950
<b>Posizione Finanziaria netta</b>							2.906
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>							<b>5.856</b>

### Conto Economico per settori di attività del primo semestre 2022

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	528	486	2.139	2.888	14	(2.343)	3.712
Totale costi operativi	(330)	(360)	(1.932)	(2.858)	(12)	2.343	(3.149)
<b>Margine Operativo Lordo (EBITDA)</b>	<b>198</b>	<b>126</b>	<b>207</b>	<b>30</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>563</b>
<b>Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni</b>	<b>(99)</b>	<b>(63)</b>	<b>(63)</b>	<b>(54)</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>(280)</b>
<b>Risultato operativo (EBIT)</b>	<b>99</b>	<b>63</b>	<b>144</b>	<b>(24)</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>283</b>

### Conto Economico per settori di attività del primo semestre 2021 rideterminato

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	442	435	715	1.159	10	(757)	2.004
Totale costi operativi	(252)	(337)	(581)	(1.066)	(9)	757	(1.488)
<b>Margine Operativo Lordo (EBITDA)</b>	<b>190</b>	<b>98</b>	<b>134</b>	<b>93</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>516</b>
<b>Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni</b>	<b>(96)</b>	<b>(55)</b>	<b>(70)</b>	<b>(44)</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>(266)</b>
<b>Risultato operativo (EBIT)</b>	<b>94</b>	<b>43</b>	<b>64</b>	<b>49</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>250</b>

### **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
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
Alfa Solutions S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	100.000	86,00	Iren Smart Solutions
Alegas	Alessandria	Euro	1.810.000	80,00	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
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	ASM Vercelli
Bonifica Autocisterne S.r.l.	Piacenza	Euro	595.000	51,00	Iren Ambiente
Borgo Ambiente S.c.a.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	51,00	UHA
Consorzio GPO	Reggio Emilia	Euro	20.197.260	62,35	Ireti
C.R.C.M.	Terranuova Bracciolini (AR)	Euro	3.062.000	76,06	Valdarno Ambiente
Dogliani Energia	Cuneo	Euro	10.000	100,00	Iren Energia
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
I. Blu S.r.l.	Pasiano 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 S.p.A.
Maira S.p.A.	San Damiano Macra (CN)	Euro	596.442	66,23	Iren Energia
Manduriambiente S.p.A.	Manduria (TA)	Euro	4.111.820	95,28	UHA
Nord Ovest Servizi S.p.A.	Torino	Euro	7.800.000	45,00	Ireti
				30,00	Amiat
Picena Depur S.r.l.	Ascoli Piceno	Euro	46.000	100,00	UHA
Iren Green Generation (già Puglia Holding S.r.l.)	Torino	Euro	10.000	100,00	Iren Energia
Iren Green Generation Tech (già Asi Troia FV1 srl)	Torino	Euro	80.200	100,00	Iren Green Generation
Palo Energia srl	Torino	Euro	10.000	100,00	Iren Green Generation
Piano Energia srl	Torino	Euro	10.000	100,00	Iren Green Generation
Solleone Energia srl	Torino	Euro	10.000	100,00	Iren Green Generation
Traversa Energia srl	Torino	Euro	10.000	100,00	Iren Green Generation
ReCos S.p.A.	La Spezia	Euro	1.000.000	99,51	Iren Ambiente
Rigenera Materiali S.r.l.	Genova	Euro	3.000.000	100,00	Iren Ambiente
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 Toscana
Scarlino Immobiliare S.r.l.	Firenze	Euro	10.000	100,00	Iren Ambiente Toscana
TB S.p.A.	Firenze	Euro	2.220.000	100,00	Valdarno Ambiente
Territorio e Risorse S.r.l.	Torino	Euro	2.510.000	65,00	Iren Ambiente

TRM S.p.A.	Torino	Euro	86.794.220	35,00	ASM Vercelli
Unieco Holding Ambiente (UHA) S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	49.324.031	80,00	Iren Ambiente
Uniproject S.r.l.	Maltignano (AP)	Euro	91.800	100,00	Iren Ambiente
Valdarno Ambiente	Terranuova Bracciolini (AR)		22.953.770	56,02	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
Acquaenna S.c.p.a.	Enna	Euro	3.000.000	48,50	Ireti
Aguas de San Pedro S.A. de C.V.	S.Pedro Sula (Honduras)	Lempiras	159.900	39,34	Ireti
Aiga S.p.A. (1)	Ventimiglia	Euro	104.000	49,00	Ireti
Amat S.p.A. (1)	Imperia	Euro	5.435.372	48,00	Ireti
Amter S.p.A.	Cogoleto (GE)	Euro	404.263	49,00	Iren Acqua
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
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
Iniziativa 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
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
SEI Toscana S.r.l.	Siena	Euro	75.272.566	41,77	Iren Ambiente Toscana Valdarno Ambiente CRCM
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	12.222.580	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. (2)	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	UHA
Consorzio Integra	Bologna	Euro	42.548.492	0,02	UHA
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
				7,41	AMIAT
I-TES S.r.l.	Torino	Euro	10.204	2,00	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
Obiettivo ValdArno S.r.l. (2)	Montevarchi AR	Euro	800.000	1,50	Iren Ambiente Toscana
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. (2)	Reggio Emilia	Euro	871.956	0,99	Iren Ambiente
Re Mat S.r.l.	Torino	Euro	57.750	9,09	Iren Ambiente
Romeo Gas S.p.A.	Pieve di Soligo (TV)		39.593.746	13,77	Ireti
Serchio Verde Ambiente S.p.A. (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. (2)	Genova	Euro	1.230.000	2,00	Iren Mercato
T.I.C.A.S.S. S.c. a r.l.	Genova	Euro	136.000	2,94	Ireti
Valdisieve S.c. a r.l.	Firenze	Euro	1.400.000	0,96	Iren Ambiente Toscana

(1) Società fallita

(2) Società in liquidazione

## DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	migliaia di euro				
	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
<b>SOCI PARTI CORRELATE</b>					
Comune Genova	718	-	-	3.030	-
Comune Parma	14.537	-	-	721	4.322
Comune Piacenza	8.023	-	-	930	1.874
Comune Reggio Emilia	3.857	-	-	821	8.774
Comune Torino	90.815	42.923	28	2.192	7.548
Finanziaria Sviluppo Utilities	16	-	41	-	25.751
Finanziaria Città di Torino Holding	-	-	-	-	18.855
<b>JOINT VENTURES</b>					
Acque Potabili	121	-	-	(2)	-
<b>SOCIETA' COLLEGATE</b>					
ACOS	8	5.581	-	-	-
ACOS Energia	-	225	-	-	-
Acquaenna	105	4.209	-	-	-
Aguas de San Pedro	2	510	-	-	-
AIGA	228	75	-	85	-
AMAT	24	-	-	-	-
AMTER	8.021	127	-	107	-
ASA	370	-	-	527	-
ASA Livorno	494	-	-	(4)	-
ASTEA	4	853	-	1	-
Asti Servizi Pubblici	(200)	-	-	26	-
Barricalla	210	-	-	3.421	-
BI Energia	16	800	-	-	-
Centro Corsi	-	40	-	5	-
CSA in liquidazione	738	-	-	-	-
CSAI	77	-	-	2.697	190
Fratello Sole Energie Solidali	459	-	-	167	-
GAIA	868	-	-	1.696	-
Global Service Parma	-	-	-	45	-
Iniziative Ambientali	10	-	-	-	-
Mondo Acqua	11	-	-	-	-
Piana Ambiente in liquidazione	70	-	-	-	-
SEI Toscana	4.869	2.710	-	59	14.849
SETA	3.887	-	-	863	-
Sienambiente	74	-	-	-	-
Sinergie Italiane in liquidazione	17	9.409	-	-	-
STU Reggiane	37	456	-	-	-
<b>ALTRE PARTI CORRELATE</b>					
Controllate Comune di Torino	1.494	-	764	1.519	-
Controllate Comune di Genova	2.219	-	-	353	2
Controllate Comune di Parma	963	-	115	947	-
Controllate Comune di Piacenza	4	-	-	573	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	297	-	-	1.059	-
Altre	49	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>143.512</b>	<b>67.918</b>	<b>948</b>	<b>21.838</b>	<b>82.165</b>

	migliaia di euro				
	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
<b>SOCI PARTI CORRELATE</b>					
Comune Genova	-	1.130	4.450	-	-
Comune Parma	-	17.411	877	-	-
Comune Piacenza	-	9.339	840	-	-
Comune Reggio Emilia	-	789	231	-	-
Comune Torino	-	116.311	2.714	68	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	-	5	-	-
Finanziaria Città di Torino Holding	-	-	-	-	-
<b>JOINT VENTURES</b>					
Acque Potabili	-	37	2	-	-
<b>SOCIETA' COLLEGATE</b>					
ACOS	-	24	-	-	-
ACOS Energia	-	2	1	-	-
Acquaenna	-	35	-	33	-
Aguas de San Pedro	-	-	-	-	-
AIGA	-	-	-	-	-
AMAT	-	(5)	-	-	-
AMTER	(2)	2.183	188	-	-
ASA	-	153	999	-	-
ASA Livorno	-	108	26	-	-
ASTEA	-	4	7	-	-
Asti Servizi Pubblici	-	260	26	-	-
Barricalla	-	111	2.434	-	-
BI Energia	-	5	-	14	-
Centro Corsi	-	-	20	-	-
CSA in liquidazione	-	738	-	-	-
CSAI	-	73	2.635	-	19
Fratello Sole Energie Solidali	-	110	-	-	-
GAIA	-	856	2.969	-	-
Global Service Parma	-	-	-	-	-
Iniziative Ambientali	-	2	-	-	-
Mondo Acqua	-	5	-	-	-
Piana Ambiente in liquidazione	-	-	-	-	-
SEI Toscana	-	3.592	26	44	-
SETA	-	7.350	1.046	-	-
Sienambiente	-	76	-	-	-
Sinergie Italiane in liquidazione	-	-	-	-	-
STU Reggiane	-	21	2	6	-
<b>ALTRE PARTI CORRELATE</b>					
Controllate Comune di Torino	1	2.238	1.811	-	1
Controllate Comune di Genova	-	2.674	1.247	1	-
Controllate Comune di Parma	123	792	1.748	(1)	-
Controllate Comune di Piacenza	-	170	573	-	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	-	719	3.449	-	-
Altre	-	128	-	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>122</b>	<b>167.441</b>	<b>28.326</b>	<b>165</b>	<b>20</b>

**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	4.091.069	Attività materiali	4.091.069
Investimenti immobiliari	2.429	Investimenti immobiliari	2.429
Attività immateriali	2.628.789	Attività immateriali	2.628.789
Avviamento	282.008	Avviamento	282.008
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	247.041	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	247.041
Altre partecipazioni	24.878	Altre partecipazioni	24.878
<b>Totale (A)</b>	<b>7.276.214</b>	<b>Attivo Immobilizzato (A)</b>	<b>7.276.214</b>
Altre attività non correnti	40.046	Altre attività non correnti	40.046
Debiti vari e altre passività non correnti	(500.542)	Debiti vari e altre passività non correnti	(500.542)
<b>Totale (B)</b>	<b>(460.496)</b>	<b>Altre attività (Passività) non correnti (B)</b>	<b>(460.496)</b>
Rimanenze	190.268	Rimanenze	190.268
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	103.487	Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	103.487
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	125.439	Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	125.439
Crediti commerciali non correnti	19.461	Crediti commerciali non correnti	19.461
Crediti commerciali	1.106.715	Crediti commerciali	1.106.715
Crediti per imposte correnti	9.439	Crediti per imposte correnti	9.439
Crediti vari e altre attività correnti	366.197	Crediti vari e altre attività correnti	366.197
Debiti commerciali	(1.577.158)	Debiti commerciali	(1.577.158)
Passività derivanti da contratti con i clienti	(76.891)	Passività derivanti da contratti con i clienti	(76.891)
Debiti vari e altre passività correnti	(312.015)	Debiti vari e altre passività correnti	(323.302)
Debiti per imposte correnti	(24.926)	Debiti per imposte correnti	(24.926)
<b>Totale (C)</b>	<b>(69.984)</b>	<b>Capitale circolante netto (C)</b>	<b>(81.271)</b>
Attività per imposte anticipate	455.692	Attività per imposte anticipate	455.692
Passività per imposte differite	(197.869)	Passività per imposte differite	(197.869)
<b>Totale (D)</b>	<b>257.823</b>	<b>Attività (Passività) per imposte differite (D)</b>	<b>257.823</b>
Benefici ai dipendenti	(101.694)	Benefici ai dipendenti	(101.694)
Fondi per rischi ed oneri	(405.741)	Fondi per rischi ed oneri	(405.741)
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(165.603)	Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(154.316)
<b>Totale (E)</b>	<b>(673.038)</b>	<b>Fondi e Benefici ai dipendenti (E)</b>	<b>(661.751)</b>
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	-
<b>Totale (F)</b>	<b>1.144</b>	<b>Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)</b>	<b>1.144</b>
		<b>Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)</b>	<b>6.331.663</b>
<b>Patrimonio Netto (H)</b>	<b>2.933.397</b>	<b>Patrimonio Netto (H)</b>	<b>2.933.397</b>
Attività finanziarie non correnti	(143.912)	Attività finanziarie non correnti	(143.912)
Passività finanziarie non correnti	3.656.232	Passività finanziarie non correnti	3.656.232
<b>Totale (I)</b>	<b>3.512.320</b>	<b>Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)</b>	<b>3.512.320</b>
Attività finanziarie correnti	(382.137)	Attività finanziarie correnti	(382.137)
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(476.944)	Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(476.944)
Passività finanziarie correnti	745.027	Passività finanziarie correnti	745.027
<b>Totale (L)</b>	<b>(114.054)</b>	<b>Indeb. finanziario a breve termine (L)</b>	<b>(114.054)</b>
		<b>Indebitamento finanziario netto (M=I+L)</b>	<b>3.398.266</b>
		<b>Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)</b>	<b>6.331.663</b>

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

	migliaia di euro	
	<b>30/06/2022</b>	<b>31/12/2021</b>
A. Disponibilità liquide	(476.944)	(606.888)
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	(35.460)	(103.595)
<b>D. Liquidità (A) + (B) + (C)</b>	<b>(512.404)</b>	<b>(710.483)</b>
E. Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	327.966	56.792
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	417.061	410.795
<b>G. Indebitamento finanziario corrente (E + F)</b>	<b>745.027</b>	<b>467.587</b>
<b>H. Indebitamento finanziario corrente netto (G - D)</b>	<b>232.623</b>	<b>(242.896)</b>
I. Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	693.141	589.436
J. Strumenti di debito	2.963.091	2.960.176
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
<b>L. Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)</b>	<b>3.656.232</b>	<b>3.549.612</b>
<b>M. Totale indebitamento finanziario – Comunicazione ESMA del 4 marzo 2021 (H + L)</b>	<b>3.888.855</b>	<b>3.306.716</b>
(-) C. Altre attività finanziarie correnti	35.460	103.595
(+) Attività finanziarie non correnti (voce prospetto situazione patrimoniale-finanziaria)	(143.912)	(131.766)
(+) Attività finanziarie correnti (voce prospetto situazione patrimoniale-finanziaria)	(382.137)	(372.724)
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>3.398.266</b>	<b>2.905.821</b>

## Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998

1. I sottoscritti Gianni Vittorio Armani, Amministratore Delegato, 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 2022.
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.

28 luglio 2022

L'Amministratore Delegato

Ing. Gianni Vittorio Armani  


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

Dott.ssa 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](mailto:it-fmauditaly@kpmg.it)  
PEC [kpmgspa@pec.kpmg.it](mailto: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, del conto economico, delle altre componenti del conto economico complessivo e delle variazioni delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative, del Gruppo Iren al 30 giugno 2022. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

### Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Limited, società di diritto inglese.

Ancona Bari Bergamo  
Bologna Bolzano Brescia  
Cagliari Como Firenze Genova  
Lecce Milano Napoli Novara  
Padova Palermo Parma Perugia  
Pescara Roma Torino Treviso  
Trieste Varese Verona

Società per azioni  
Capitale sociale  
Euro 10.415.500 I.v.  
Registro Imprese Milano Monza Brianza Lodi  
e Codice Fiscale N. 00709600159  
R.E.A. Milano N. 512967  
Partita IVA 00709600159  
VAT number IT00709600159  
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25  
20124 Milano MI ITALIA



Gruppo Iren  
Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato  
30 giugno 2022

### 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 2022 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, 29 luglio 2022

KPMG S.p.A.

Roberto Bianchi  
Socio



**Iren S.p.A.**  
Via Nubi di Magellano, 30  
42123 Reggio Emilia - Italy  
[www.gruppoiren.it](http://www.gruppoiren.it)