

Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2025





iren

Sommario

INTRODUZIONE.....	3
Cariche sociali	4
Azionariato.....	5
Missione e Visione del Gruppo Iren.....	6
Il Gruppo Iren in cifre: Highlights Primo Semestre 2025.....	8
L'assetto societario del Gruppo Iren	10
Informazioni sul titolo Iren nel Primo Semestre 2025.....	14
RELAZIONE SULLA GESTIONE AL 30 GIUGNO 2025	17
Scenario di mercato	18
Fatti di rilievo del periodo.....	24
Indicatori Alternativi di Performance	26
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren.....	28
Analisi per settori di attività	34
Gestione finanziaria.....	43
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione.....	46
Rischi e incertezze.....	47
Rapporti con parti correlate	52
Quadro normativo e regolatorio.....	53
Personale	69
BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO E NOTE ILLUSTRATIVE AL 30 GIUGNO 2025	71
Prospetto della Situazione Patrimoniale-Finanziaria	72
Prospetto di Conto Economico.....	74
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico Complessivo	75
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	76
Rendiconto Finanziario.....	78
Note Illustrative.....	79
I. Contenuto e forma del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.....	79
II. Principi di consolidamento	81
III. Area di consolidamento.....	83
IV. Aggregazioni aziendali.....	85
V. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	90
VI. Informativa sui rapporti con parti correlate	99
VII. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo	102
VIII. Altre informazioni	102
IX. Informazioni sulla Situazione Patrimoniale-Finanziaria.....	103
X. Informazioni sul Conto Economico.....	130
XI. Garanzie, impegni e passività potenziali.....	138
XII. Informativa per settori di attività	140
XIII. Allegati al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.....	142
Attestazione del Bilancio Semestrale Abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998	152
Relazione di revisione contabile limitata sul Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato	153



Introduzione

Cariche sociali

Consiglio Amministrazione ⁽¹⁾

Presidente

Luca Dal Fabbro ⁽²⁾

Vice Presidente

Moris Ferretti ⁽³⁾

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Gianluca Bufo ⁽⁴⁾

Consiglieri

Sandro Mario Biasotti ⁽⁵⁾

Stefano Borotti ⁽⁶⁾

Francesca Culasso ⁽⁷⁾

Daniele De Giovanni ⁽⁸⁾

Paola Girdinio ⁽⁹⁾

Giacomo Malmesi ⁽¹⁰⁾

Giuliana Mattiazzo ⁽¹¹⁾

Patrizia Paglia ⁽¹²⁾

Davide Piccioli ⁽¹³⁾

Cristina Repetto ⁽¹⁴⁾

Elisabetta Ripa ⁽¹⁵⁾

Elisa Rocchi ⁽¹⁶⁾

Collegio Sindacale ⁽¹⁷⁾

Presidente

Sonia Ferrero

Sindaci effettivi

Ugo Ballerini

Donatella Busso

Simone Caprari

Fabrizio Riccardo Di Giusto

Sindaci supplenti

Lucia Tacchino

Carlo Bellavite Pellegrini

Società di Revisione

KPMG S.p.A. ⁽¹⁸⁾

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Giovanni Gazza

Dirigente incaricato dell'attestazione sulla rendicontazione di sostenibilità

Selina Xerra

⁽¹⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 24 aprile 2025 per il triennio 2025-2026-2027.

⁽²⁾ Presidente del Consiglio di Amministrazione nel triennio 2022-2024 e confermato nella stessa carica per il triennio 2025-2027 dall'Assemblea dei Soci del 24 aprile 2025. Con deliberazione assunta dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. tenutosi lo stesso 24 aprile 2025, l'ing. Dal Fabbro è stato confermato, altresì, quale Direttore Strategico Finanza, Strategie Aree Delegate.

⁽³⁾ Vice Presidente del Consiglio di Amministrazione nei trienni 2019-2021 e 2022-2024 e confermato nella stessa carica per il triennio 2025-2027 dal Consiglio di Amministrazione del 24 aprile 2025. Con deliberazione assunta dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. tenutosi lo stesso 24 aprile 2025, il dott. Ferretti è stato confermato, altresì, quale Direttore Strategico Risorse Umane, Corporate Social Responsibility e Strategie Aree Delegate.

⁽⁴⁾ Nominato Amministratore Delegato e Direttore Generale per il triennio 2025-2027 dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. del 24 aprile 2025 (cariche già rivestite in precedenza, a decorrere dal 10 settembre 2024, in forza della deliberata assunta dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. in pari data).

⁽⁵⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate.

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

⁽⁷⁾ Presidente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità (carica già rivestita nel triennio 2022-2024).

⁽⁸⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità.

⁽⁹⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità (carica già rivestita dal 10 settembre 2024).

⁽¹⁰⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

⁽¹¹⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate (carica già rivestita nel triennio 2022-2024).

⁽¹²⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine (carica già rivestita nel triennio 2022-2024).

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

⁽¹⁴⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate (carica già rivestita nel triennio 2022-2024).

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

⁽¹⁶⁾ Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

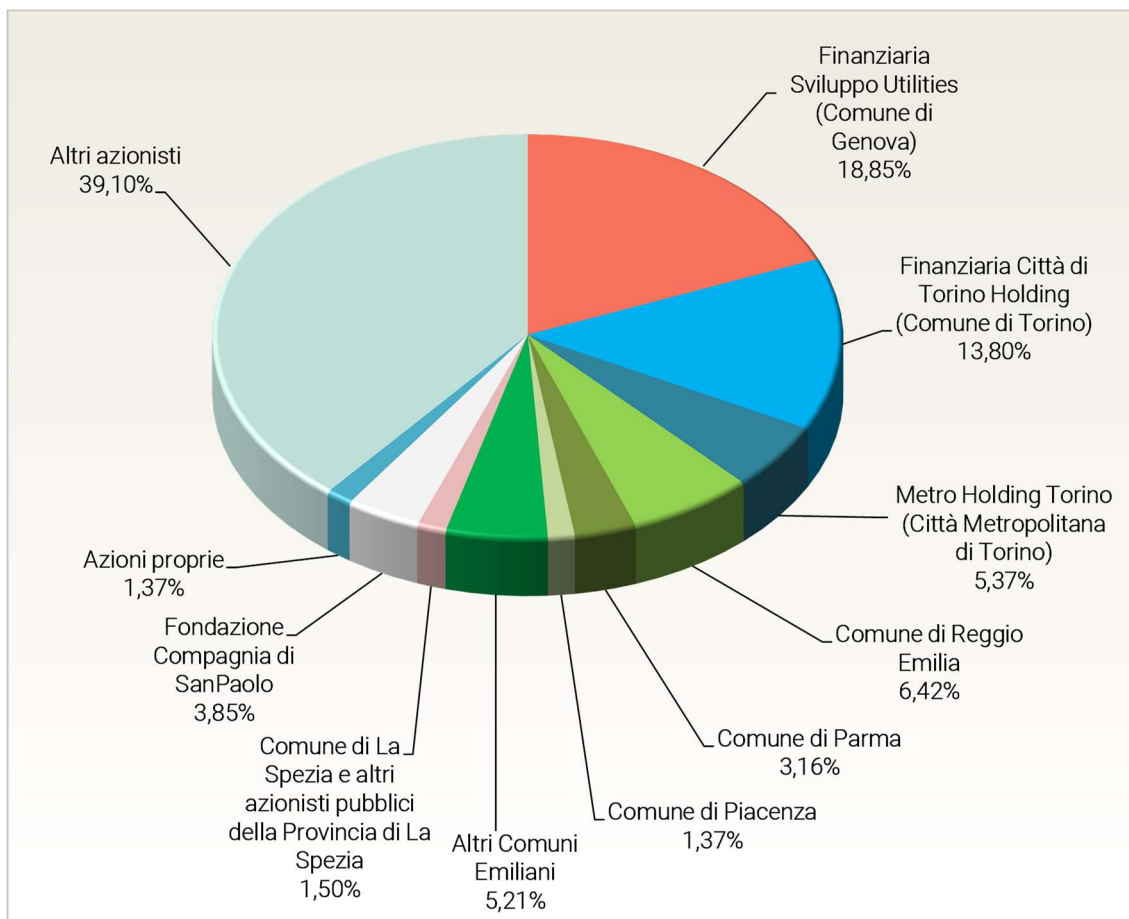
⁽¹⁷⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 27 giugno 2024 per il triennio 2024-2025-2026.

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

Azionariato

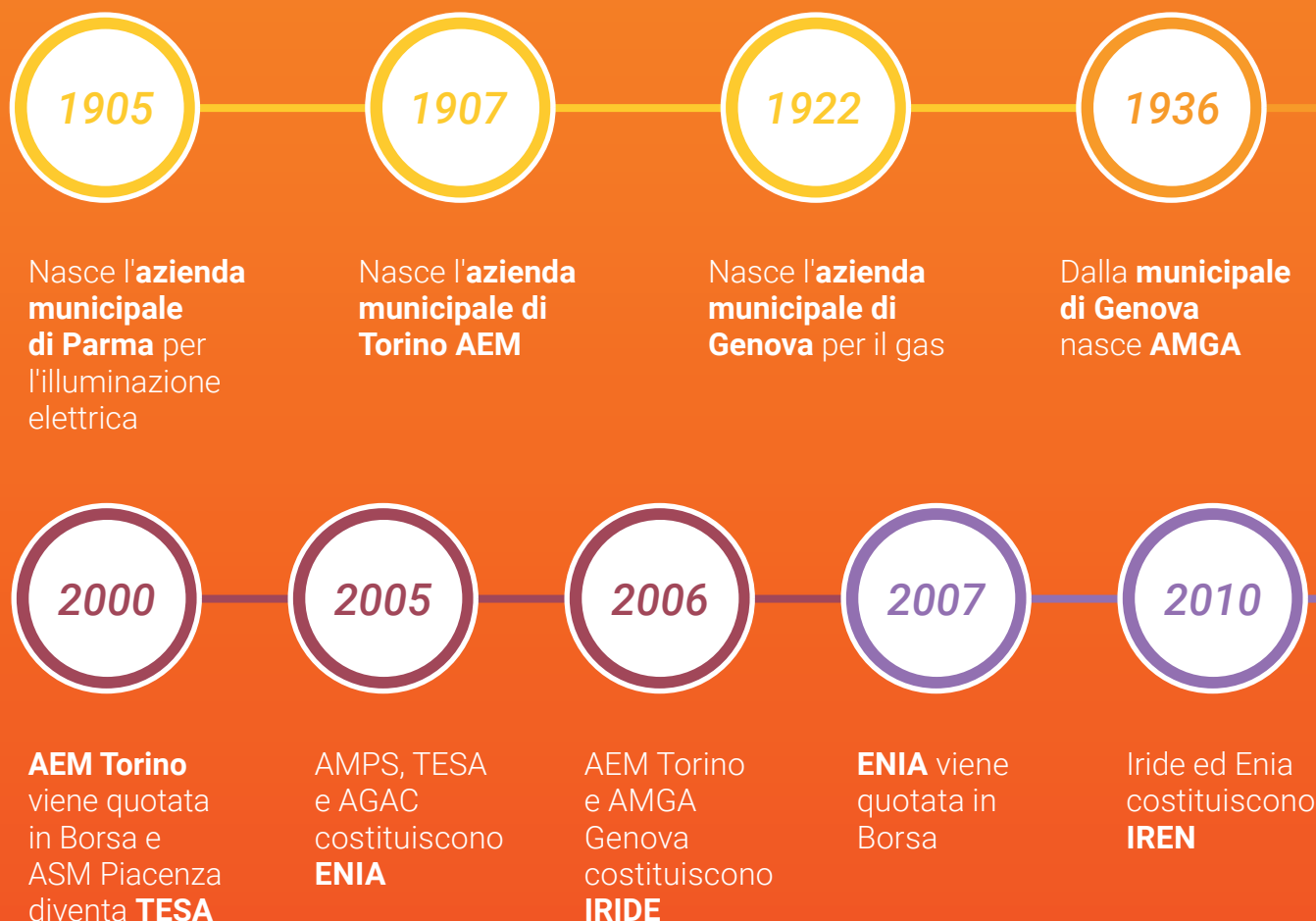
Il Capitale Sociale della Società si attesta a 1.300.931.377 euro interamente versati, ed è costituito da azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Al 30 giugno 2025, 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.



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.



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 2025

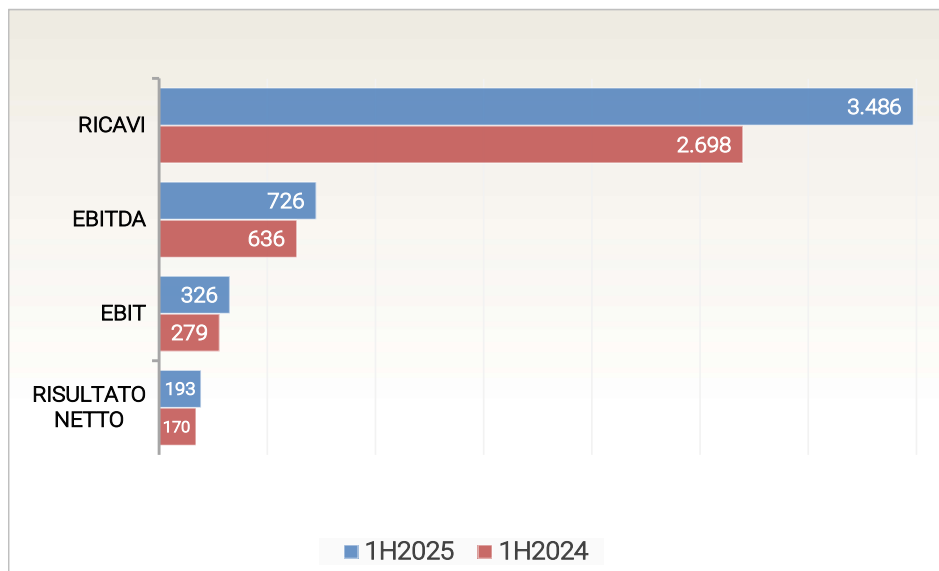
Dati economici

	Primo semestre 2025	Primo semestre 2024 Rideterminato	Variaz. %
milioni di euro			
Ricavi	3.485,6	2.697,6	29,2
EBITDA	726,2	635,8	14,2
EBIT	326,3	279,2	16,9
Risultato netto	192,8	169,7	13,6
EBITDA Margin (EBITDA/Ricavi)	20,8%	23,6%	

I dati comparativi del Primo Semestre 2024 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 Siena Ambiente.

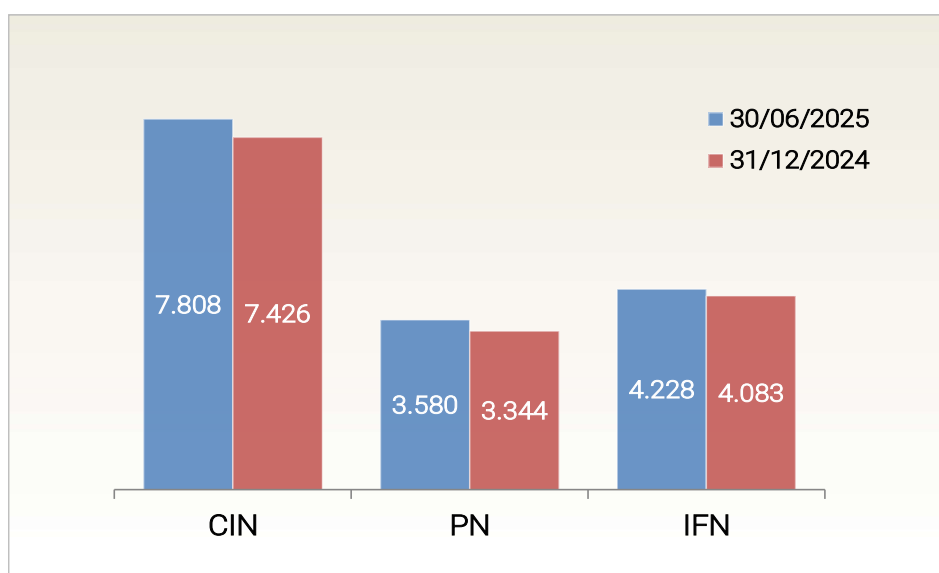
Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

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



Dati patrimoniali

	30.06.2025	31.12.2024	Variaz. %
milioni di euro			
Capitale Investito Netto (CIN)	7.808,3	7.426,4	5,1
Patrimonio Netto (PN)	3.580,1	3.343,7	7,1
Indebitamento Finanziario Netto (IFN)	4.228,2	4.082,7	3,6
Debt/Equity (Indebitamento Finanziario Netto / Patrimonio Netto)	1,18	1,22	

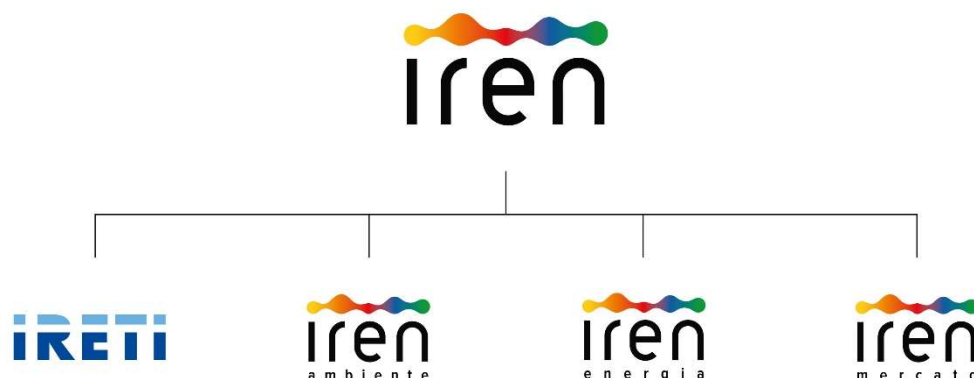


Dati tecnici e commerciali

	Primo semestre 2025	Primo semestre 2024	Variaz. %
Energia elettrica prodotta (GWh)	4.706,3	4.131,5	13,9
Energia termica prodotta (GWht)	1.790,9	1.602,8	11,7
Energia elettrica distribuita (GWh)	1.737,4	1.748,0	(0,6)
Gas distribuito (Mmc)	641,6	592,5	8,3
Acqua venduta (Mmc)	96,4	87,6	10,0
Energia elettrica venduta (GWh)	7.365,0	5.701,0	29,2
Gas venduto (Mmc) (*)	1.231,4	1.219,0	1,0
Volumetria teleriscaldata (Mmc)	113,5	101,1	12,3
Rifiuti gestiti (ton)	2.092.674	2.032.753	2,9

* di cui per usi interni di generazione elettrica e termica 732,2 Mmc nel Primo Semestre 2025 (652,9 Mmc nel Primo Semestre 2024, +12,2%)

L'assetto societario del Gruppo Iren



Il Gruppo Iren opera nei settori dell'energia elettrica (produzione, distribuzione e vendita), del teleriscaldamento (produzione, distribuzione e vendita di calore), del gas (distribuzione e vendita), della gestione dei servizi idrici integrati, dei servizi ambientali (raccolta e smaltimento dei rifiuti), delle soluzioni integrate (smart solutions) per l'efficienza energetica di soggetti pubblici e privati e dei servizi per le Pubbliche Amministrazioni, in varie regioni del territorio italiano.

Il Gruppo, che adotta un assetto volto all'integrazione delle diverse filiere di business e al rafforzamento del radicamento territoriale, è strutturato secondo il modello di:

- una Holding industriale (la capogruppo Iren S.p.A., quotata alla Borsa Italiana, con sede legale a Reggio Emilia) che raggruppa tutte le attività di staff corporate;
- quattro Business Unit (BU) governate da quattro Società capofiliera, che presidiano le attività per linea di business secondo un modello fondato su competenze e digitalizzazione dei processi, fortemente scalabile con l'immediata integrazione di tutte le realtà acquisite.

In particolare, a Iren S.p.A. fanno capo le attività strategiche, di sviluppo, coordinamento e controllo, mentre alle quattro Business Unit (BU), è stato affidato il coordinamento e l'indirizzo delle società operanti nei rispettivi settori.

BU Reti	• servizio idrico integrato • distribuzione gas • distribuzione energia elettrica
BU Ambiente	• raccolta e trasporto dei rifiuti • igiene urbana • progettazione e gestione degli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti
BU Energia	• produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili • cogenerazione elettrica e termica • produzione termoelettrica • gestione del teleriscaldamento • smart solutions: servizi per l'efficienza energetica, illuminazione pubblica, servizi di global service e gestione calore
BU Mercato	• vendita di energia elettrica, gas e calore • prodotti/servizi per il risparmio energetico e la domotica • servizi di mobilità elettrica per i clienti

Il Gruppo offre inoltre una serie di **servizi aggiuntivi**, tra cui laboratori, telecomunicazioni e altri servizi minori, sia per le proprie società sia per clienti esterni.

Nel mese di gennaio 2025 Iren S.p.A. ha acquisito il controllo di EGEA Holding, incrementando la relativa partecipazione dal 50% al 52,77% con il conseguente consolidamento integrale, e ha perfezionato l'acquisto del restante 47,23% nel mese di maggio.

Attraverso le società che ne fanno parte, il gruppo EGEA Holding opera in tutti i sopracitati settori: l'apporto in termini di contribuzione, ove rilevante per la comprensione dei risultati del periodo, è peraltro esplicitato nel prosieguo della presente Relazione al capitolo "Analisi per settori di attività".

BU RETI

Servizio Idrico Integrato

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

Complessivamente, negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti, il servizio è svolto in 266 comuni attraverso una rete di distribuzione di 22.146 chilometri, per oltre 3 milioni di abitanti serviti. Per quanto riguarda le acque reflue, la BU Reti gestisce una rete fognaria di complessivi 12.116 chilometri e circa 1.380 impianti di depurazione.

Si segnala inoltre che, a partire dal 1° gennaio 2025, IRETI gestisce il Servizio Idrico Integrato dell'Ambito provinciale di Piacenza non più direttamente ma attraverso la propria controllata Iren Acqua Piacenza.

Agli Ambiti Territoriali sopracitati si è aggiunto da inizio anno l'ATO 4 di Cuneo gestito attraverso la società EGEA Acque entrata a far parte del Gruppo nell'ambito dell'operazione EGEA. La società in particolare gestisce il servizio idrico in 43 comuni della provincia servendo oltre 146 mila abitanti attraverso una rete idrica di 18.854 chilometri; relativamente alle acque reflue è invece presente in 41 comuni con una rete fognaria complessiva di 780 chilometri.

Distribuzione gas

Il servizio di distribuzione, gestito in oltre 160 comuni, garantisce il prelievo del gas metano dai gasdotti di Snam Rete Gas e il trasporto, attraverso le reti locali, per la consegna agli utenti finali. In particolare, la BU Reti distribuisce il gas metano in 73 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza (compresi i capoluoghi), nel comune di Genova e in altri 20 comuni limitrofi, oltre che nella città di Vercelli, in 19 comuni della stessa provincia, ad Alba e in altri 42 Comuni della provincia di Cuneo e in altri 9 comuni siti in Piemonte e Lombardia. La rete di distribuzione, composta da 8.433 chilometri di rete in alta, media e bassa pressione, serve un bacino di oltre 803 mila punti di riconsegna.

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

Distribuzione di energia elettrica

Con 7.800 chilometri di rete in media e bassa tensione la BU Reti svolge il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nelle città di Torino, Parma e Vercelli, per un totale di oltre 734 mila utenze allacciate.

BU AMBIENTE

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

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

Inoltre, nell'area toscana la BU Ambiente è presente in tutte le fasi della filiera: dall'intermediazione al trattamento, fino allo smaltimento di rifiuti sia urbani che speciali, con una significativa presenza nelle province di Siena, Grosseto e Arezzo, in cui il Gruppo è altresì gestore del servizio di raccolta. La Business Unit svolge inoltre l'attività di operatore della raccolta in appalto in specifiche aree in Sardegna, Lazio e Lombardia e dispone di impianti di smaltimento nelle regioni Marche e Puglia.

Infine, tramite I.Blu, opera nella selezione dei rifiuti plastici da avviare a recupero e riciclo e nel trattamento di rifiuti in plastica per la produzione di Blupolymer (polimero per usi civili) e Bluair ("agente riducente" per gli impianti siderurgici) e, mediante la start-up innovativa torinese ReMat, opera nella filiera del recupero del poliuretano espanso (in particolare da materassi, imbottiture dei sedili e arredi).

La BU Ambiente serve complessivamente 657 comuni per un totale di oltre 4,4 milioni di abitanti presenti nei bacini di operatività. La dotazione impiantistica del ciclo integrato dei rifiuti è costituita principalmente da 4 termovalorizzatori (TRM a Torino, il Polo Ambientale Integrato -PAI- a Parma, Tecnoborgo a Piacenza e l'impianto in località Foci a Poggibonsi, in provincia di Siena), 4 discariche attive, 431 stazioni tecnologiche attrezzate e 60 impianti fra selezione, stoccaggio, recupero, biodigestione e compostaggio. A questi si aggiungono, con l'acquisizione delle società del gruppo EGEA Holding operanti nel settore ambientale (Sisea ed EGEA Ambiente), 1 impianto di selezione e valorizzazione situato nella provincia di Cuneo e 8

centri di raccolta gestiti da EGEA Ambiente dislocati tra Piemonte (4 in provincia di Cuneo), Liguria (uno in provincia di Imperia e uno di Savona) e Lombardia (2 in provincia di Milano).

BU ENERGIA

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

Produzione di energia elettrica e termica

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

La Business Unit dispone inoltre di 111 impianti di produzione fotovoltaica con una potenza installata complessiva di 210 MW, i più rilevanti dei quali siti in Puglia e Basilicata, e di un impianto eolico in Liguria con una potenza installata di circa 6 MW.

Da inizio 2025 fanno capo alla BU Energia anche alcune società entrate a far parte del gruppo Iren a seguito dell'operazione EGEA con un apporto di 2 impianti idroelettrici con una potenza installata di circa 4,3 MW e di 3 biogas con una potenza di cogenerazione elettrica di 1,87 MW.

L'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento risulta essere pari al 74% dell'intera produzione.

Dal lato della produzione termica si segnala che, mediamente, a livello di Gruppo solo il 16% del calore destinato al teleriscaldamento è prodotto da generatori di calore convenzionali: infatti, il 73% deriva da impianti in cogenerazione ad alto rendimento, mentre la porzione residuale (11%) è prodotta da impianti non appartenenti alla Business Unit (termovalorizzatori, nell'ambito della loro attività di smaltimento).

Teleriscaldamento

Iren Energia dispone della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale (1.146 chilometri di rete a doppia tubazione), con 778 chilometri a Torino e in comuni limitrofi, 220 nel Comune di Reggio Emilia, 104 nel Comune di Parma, 36 nel Comune di Piacenza e 8 nel Comune di Genova; il totale della volumetria riscaldata ammonta a 102,7 milioni di metri cubi.

Oltre alle aree storiche di insediamento del teleriscaldamento, con l'acquisizione del gruppo EGEA Holding il perimetro di operatività è stato esteso alle reti dei comuni di Alba, Canale, Bra, Cortemilia, Narzole e Magliano Alfieri (Provincia di Cuneo), Alessandria e Acqui Terme nella stessa provincia, Piossasco e Carmagnola, Piobesi e Salice d'Ulzio (Provincia di Torino), Nizza Monferrato (Asti) e Cairo Montenotte (Savona). La volumetria complessivamente servita dal gruppo EGEA Holding è pari a 10,8 milioni di metri cubi con una rete a doppia tubazione di circa 115 chilometri. La quasi totalità degli impianti di produzione è costituita da centrali di cogenerazione ad alto rendimento con cogeneratori e caldaie alimentate a gas metano.

Servizi di efficienza energetica

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

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

Con l'acquisizione di Ardea, società del gruppo EGEA Holding, la BU Energia svolge l'attività di gestione manutenzione ordinaria e straordinaria, reperibilità e pronto intervento sugli impianti di illuminazione pubblica, con fornitura del vettore energetico, in 21 comuni della provincia di Cuneo.

BU MERCATO

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

Commercializzazione energia elettrica

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

I clienti retail e small business di energia elettrica superano gli 1,3 milioni, distribuiti principalmente nelle aree di presenza storica (Torino, Parma, Reggio Emilia, Piacenza, Vercelli e Genova), nel basso Piemonte e in altre aree presidiate commercialmente (Salerno e diverse province del sud Italia).

Con l'acquisizione di EGEA Energie, la BU Mercato ha consolidato la propria presenza in Piemonte, prevalentemente nelle province di Cuneo e Asti, con un apporto di circa 105 mila clienti.

Commercializzazione Gas Naturale

Il portafoglio gas retail della Business Unit Mercato riguarda principalmente i bacini storici genovese, torinese ed emiliano, le aree di sviluppo ad essi limitrofe, Vercelli, Alessandria e La Spezia, oltre che l'area campana, in quasi tutte le province, e alcuni comuni delle regioni Basilicata, Calabria, Toscana e Lazio, per un totale di oltre 950 mila clienti di cui circa 78 mila apportati con l'ingresso di EGEA Energie.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

Iren Mercato commercializza il calore, fornito da Iren Energia, ai clienti allacciati al teleriscaldamento nei comuni di Torino e limitrofi, Reggio Emilia, Parma, Piacenza e Genova.

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

Informazioni sul titolo Iren nel Primo Semestre 2025

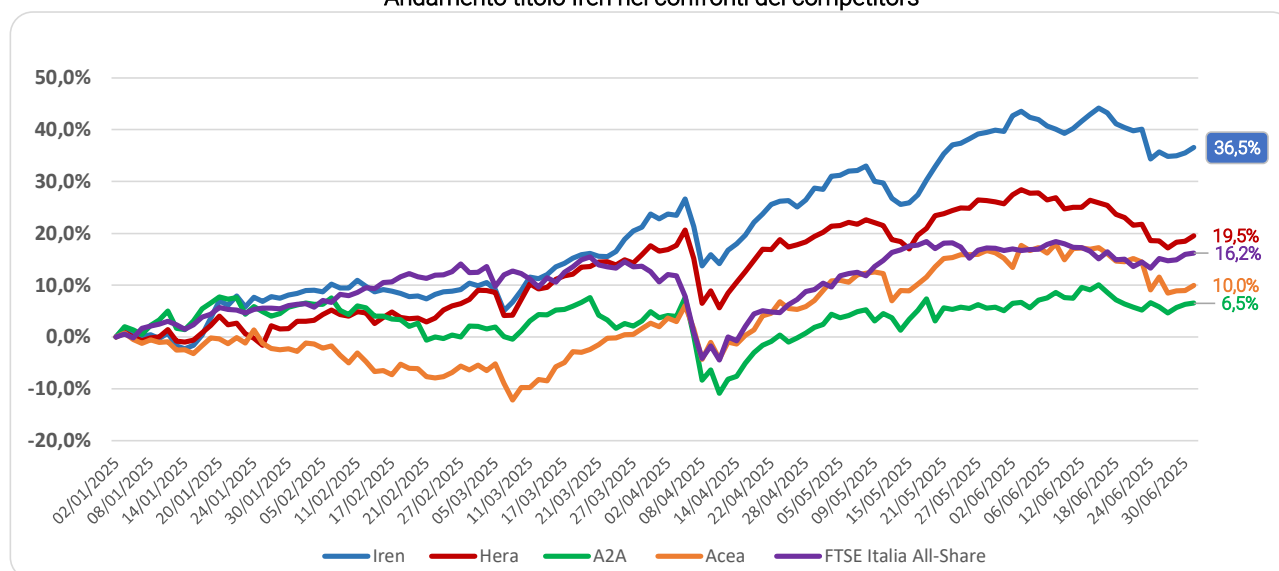
Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel primo semestre del 2025, i principali indici di borsa europei e americani hanno mostrato andamenti divergenti, influenzati principalmente dai piani di spesa pubblica annunciati dai governi, dalle politiche commerciali dell'amministrazione Trump e dall'instabilità geopolitica che ha caratterizzato lo scenario macroeconomico internazionale.

Il FTSE Italia All-Share, principale indice del mercato azionario italiano, ha segnato un incremento del 16,2%, trainato soprattutto dal buon andamento del settore bancario (per una rinnovata attività di consolidamento settoriale) e delle utilities, che hanno beneficiato di una maggiore stabilità in un contesto di elevata volatilità.

In tale contesto, il Gruppo Iren si è distinto tra le utilities italiane, registrando la crescita più significativa. Tale risultato consegue alle solide performance economiche del 2024 e del primo trimestre 2025, nonché dal rafforzamento della struttura patrimoniale del Gruppo, favorito dall'emissione del bond ibrido a gennaio 2025.

Andamento titolo Iren nei confronti dei competitors



Il prezzo del titolo IREN al 30 giugno 2025, ultimo giorno di contrattazioni del periodo, si è attestato a 2,620 euro per azione, in crescita del 36,5% rispetto al prezzo di inizio anno, con volumi medi giornalieri scambiati durante il periodo pari a 1,758 milioni di pezzi.

Il prezzo medio nel corso del periodo è stato di 2,313 euro per azione. Il prezzo massimo è stato registrato il 13 giugno (2,766 euro per azione), mentre il minimo di periodo, pari a 1,875 euro per azione, è stato invece rilevato il 13 gennaio.

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



Il coverage del titolo

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





Relazione sulla gestione

Scenario di mercato

Lo scenario macroeconomico

Nel primo semestre del 2025, il complesso contesto geopolitico, contraddistinto da un incremento dei dazi commerciali e dal perdurare dei conflitti in Ucraina e in Medio Oriente, ha determinato un deterioramento delle previsioni relative alla crescita economica per l'anno in corso. L'incremento annuo del PIL globale è stimato al 2,9%, registrando una flessione rispetto al tasso di crescita del 2024 (3,3%) e un significativo peggioramento rispetto alle stime pubblicate alla fine dello scorso anno, che prevedevano per il 2025 una conferma della crescita al 3,3%.

Le principali determinanti di tale revisione al ribasso sono riconducibili all'inasprimento delle barriere commerciali e all'introduzione di tariffe bilaterali sulle importazioni da parte delle principali economie mondiali, con effetti negativi sulla fiducia di consumatori e imprese e un conseguente impatto sfavorevole sugli investimenti e sulla domanda aggregata. Inoltre, l'escalation del conflitto in Medio Oriente potrebbe ulteriormente compromettere le prospettive di crescita economica, in particolare qualora si verificasse una chiusura del transito commerciale attraverso lo Stretto di Hormuz, con ripercussioni sui prezzi delle materie prime energetiche, in special modo gas e petrolio.

Il peggioramento delle aspettative di crescita si manifesta su scala globale, seppur in maniera differenziata tra le principali economie.

In controtendenza rispetto al quadro internazionale, l'area Euro mostra un lieve miglioramento delle prospettive di crescita, con una revisione al rialzo della stima per il 2025 dallo 0,8% rilevato sei mesi fa all'1,0% attuale; l'esposizione al rischio di imposizione di nuove tariffe sulle esportazioni è parzialmente compensata dagli investimenti sostenuti dai fondi del programma NextGenerationEU e da un mercato del lavoro che continua a mostrare elementi di solidità. A ciò si aggiunge la recente decisione della Commissione europea di proseguire nel percorso di allentamento della politica monetaria mediante la riduzione dei tassi d'interesse, contribuendo così a sostenere la domanda interna e i consumi.

Le previsioni di crescita per l'economia italiana indicano un incremento del PIL pari allo 0,6% nel 2025, in lieve calo rispetto allo 0,7% registrato nel 2024. La crescita congiunturale del primo trimestre dell'anno è stata pari allo 0,3%, sostenuta principalmente dal contributo degli investimenti e, in misura più contenuta, dalla spesa per consumi delle famiglie.

Infine, allo stato attuale, le tensioni globali e il ciclo di riduzione dei tassi d'interesse non sembrano aver prodotto effetti significativi al rialzo sulle aspettative di inflazione (stimata per il 2025 al 2,2% nell'area Euro). Tuttavia, le previsioni relative all'andamento dei prezzi restano caratterizzate da un elevato grado di incertezza e volatilità, riconducibili a uno scenario in continua evoluzione e al persistere di rischi legati a un possibile aggravarsi delle tensioni e dei conflitti in atto.

La spesa delle famiglie

Nel primo trimestre del 2025 si è registrata una congiuntura favorevole per le famiglie, con un incremento dell'occupazione dello 0,7% e la crescita dei redditi disponibili dello 0,9%. Questo miglioramento si è riflesso solo in parte in un aumento della spesa per i consumi, che evidenzia una variazione positiva contenuta, pari allo 0,2% rispetto ai tre mesi precedenti.

Gli investimenti

Gli investimenti fissi lordi hanno rappresentato la componente della domanda aggregata con la maggiore dinamica espansiva nel primo trimestre del 2025, registrando una variazione congiunturale pari all'1,6%. Il contributo alla crescita economica derivante da tale componente è stato pari allo 0,3%, risultando superiore sia a quello dei consumi privati sia a quello delle scorte. Il comparto in cui si è osservato l'incremento più significativo degli investimenti è stato quello delle costruzioni. Tale espansione è stata sostenuta dagli incentivi fiscali e dai finanziamenti attivati attraverso le misure previste dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).

Le esportazioni

Nel primo trimestre del 2025 si è registrata una dinamica congiunturale positiva sia per le importazioni sia per le esportazioni, con variazioni rispettivamente pari al 2,6% e al 2,8% rispetto al trimestre precedente. La domanda estera netta ha fornito un contributo positivo alla crescita del PIL nel periodo, pari allo 0,1%.

Il mercato petrolifero

Nel primo semestre del 2025 il mercato petrolifero ha registrato prezzi in discesa tra gennaio e maggio, per poi registrare un aumento nel mese giugno a seguito dell'inasprirsi delle tensioni geopolitiche.

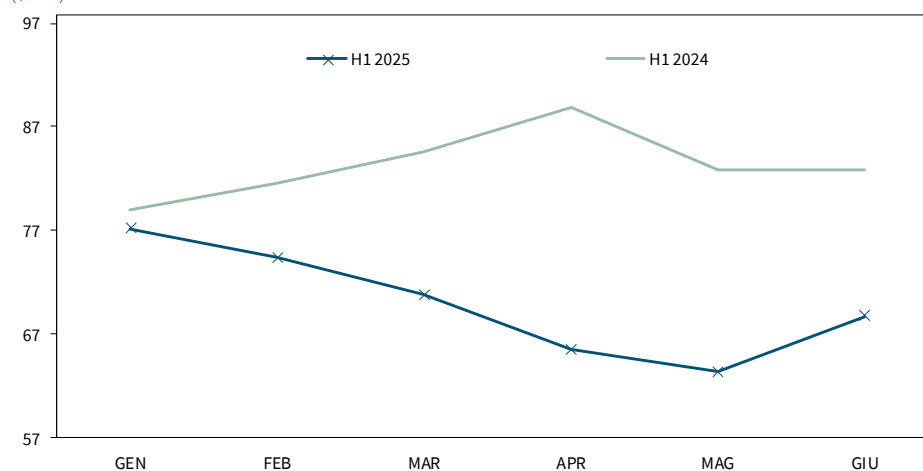
Il prezzo medio del Brent è stato di 70,1 \$/bbl, con una riduzione del 15,9% rispetto al prezzo medio della prima parte del 2024, in cui era stato pari a 83,4 \$/bbl. Considerando un cambio euro/dollaro medio di 1,09, il prezzo medio del Brent in euro è stato di 64,4 €/bbl.

La domanda ha rallentato nel periodo in esame, soprattutto quella proveniente dalla Cina e, in via generale, a causa della crescita economica limitata. Nonostante l'andamento della domanda, l'offerta si mantiene stabile ed è prevista in crescita, a seguito della decisione dell'OPEC+ di eliminare gradualmente i tagli alla produzione, introdotti alla fine del 2023 a supporto dei livelli di prezzo.

Si segnala infine che l'acuirsi delle tensioni geopolitiche (soprattutto a seguito dell'attacco degli Stati Uniti all'Iran), con il rischio di interruzioni nelle forniture, bilancia l'andamento dei fondamentali e pare impedire ulteriori diminuzioni del prezzo Brent.

DINAMICHE PREZZO BRENT

(\$/bbl)



Elaborazioni MBS Consulting

Il mercato del gas naturale

Domanda e Offerta

Il consumo italiano di gas nel primo semestre del 2025 è stato pari a 33,5 miliardi/mc, con un aumento del 7,7% rispetto ai 31,1 miliardi/mc consumati nei primi mesi del 2024.

Il livello maggiore di domanda si è riscontrato soprattutto nei primi mesi dell'anno, quando le condizioni climatiche hanno portato a basse temperature e ad una produzione rinnovabile limitata, spingendo i consumi di gas degli impianti termoelettrici. In questo settore, infatti, i consumi sono stati pari a 10,4 miliardi/mc, con un aumento del 18,2% rispetto al primo semestre 2024, in cui erano stati pari a 8,8 miliardi/mc.

La ripresa della produzione industriale si conferma a rilento, con consumi provenienti dai settori *energy intensive* che si attestano a livelli modesti (6,0 miliardi/mc), sostanzialmente in linea con il dato dei primi mesi del 2024. Anche la domanda proveniente dagli impianti di distribuzione risulta in linea con i valori dei primi sei mesi dell'anno scorso, con un consumo di 15,4 miliardi/mc. Crescono invece i consumi di sistema e provenienti dalle reti di terzi, con una domanda di 1,7 miliardi/mc di metri cubi e un aumento del 70,0% rispetto al miliardo del 2024.

GAS PRELEVATO (Mld mc)*	2025	2024	2023	Var % 2025 vs 2024	Var % 2024 vs 2023
Usi industriali	6,0	5,9	5,9	1,7%	0,0%
Usi termoelettrici	10,4	8,8	9,9	18,2%	-11,1%
Impianti di distribuzione	15,4	15,4	15,7	0,0%	-1,9%
Rete terzi e consumi di sistema / <i>line pack</i>	1,7	1,0	1,7	70,0%	-41,2%
Totale prelevato	33,5	31,1	33,2	7,7%	-6,3%

* Valori cumulati al 30 giugno, elaborazioni MBS Consulting

GAS IMMESSO (Mld mc)*	2025	2024	2023	Var % 2025 vs 2024	Var % 2024 vs 2023
Importazioni	30,7	30,1	31,9	2,0%	-5,6%
Produzione nazionale	1,7	1,4	1,4	21,4%	0,0%
Stoccaggi	1,1	-0,4	-0,1	(**)	(**)
Totale immesso (inclusi stoccaggi)	33,5	31,1	33,2	7,7%	-6,3%
Capacità massima	63,0	63,4	63,0		
Load factor	48,8%	47,4%	50,6%		

* Valori cumulati al 30 giugno, elaborazioni MBS Consulting

Il valore degli stoccaggi indica la movimentazione netta

** Variazione superiore al 100%

Anche le importazioni hanno registrato una crescita nel primo semestre del 2025 rispetto allo stesso periodo del 2024, con un totale complessivo, considerando tutti gli entry points, di 30,7 miliardi/mc, in lieve aumento rispetto al dato del 2024 (30,1 miliardi/mc). L'aumento della domanda è stato in parte compensato anche dalla crescita della produzione nazionale, che nel primo semestre è stata di 1,7 miliardi di metri cubi, facendo registrare un aumento di oltre il 20% rispetto all'analogo periodo del 2024.

Prezzi Ingrosso Gas

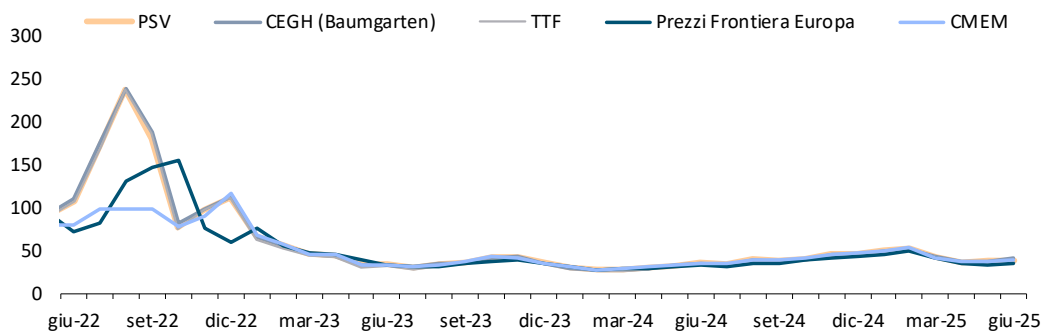
Nei primi sei mesi del 2025 la media dei prezzi all'ingrosso del gas naturale ha fatto registrare un forte aumento in tutti i principali hub europei, riavvicinandosi ai livelli del primo semestre del 2023. La crescita dei prezzi è stata più acuta nel primo trimestre dell'anno, in cui si è verificato un importante aumento della domanda dal settore termoelettrico, oltre al manifestarsi di timori riguardanti il riempimento degli stoccaggi e la necessità di sostituire il gas proveniente dalla Russia.

I prezzi spot al TTF olandese hanno registrato una media di 41,3 €/MWh nel primo semestre del 2025, con un aumento del 39,5% rispetto allo stesso periodo del 2024. Una crescita ancora più marcata si osserva nella media consuntivata del prezzo CEGH (Baumgarten), che si avvicina ai 44 €/MWh, mentre nel 2024 era stata di 30,5 €/MWh (+43,3% su base semestrale).

Il PSV italiano è stato in media pari a 43,4 €/MWh nei primi sei mesi dell'anno, con un aumento del 39,1% rispetto allo stesso semestre del 2024. E' aumentato anche il differenziale medio PSV-TTF, supportato dall'importanza strategica dei flussi dal Nord Europa, pari a 2,2 €/MWh e superiore del 37,5% rispetto alla media della prima parte dell'anno del 2024 (1,6 €/MWh). I prezzi alla frontiera hanno registrato un livello medio di 40,6 €/MWh, con un andamento simile ai prezzi osservati nei principali hub europei e una crescita del 32,7% rispetto al primo semestre 2024. I prezzi alla frontiera italiana si attestano in media sullo stesso livello (40,5 €/MWh), in aumento tendenziale del 30,0%.

Prezzi all'ingrosso in Europa

(€/MWh)



Ultimo dato 30 giugno 2025

Elaborazioni MBS Consulting

Prezzo dello sbilanciamento e mercato tutelato

Nel mercato italiano, il prezzo di sbilanciamento nel primo semestre 2025 è stato mediamente di 43,4 €/MWh, superiore del 38,2% rispetto ai valori relativi al primo semestre 2024 (pari, in media, a 31,4 €/MWh). Nel primo semestre 2025 il volume scambiato sulla piattaforma MGAS, funzionale alla definizione del prezzo di sbilanciamento (MGP-GAS e MI-GAS), è stato pari a 8,4 miliardi/mc (+24% rispetto al primo semestre 2024), di cui 1,8 miliardi/mc scambiati sul mercato infra-giornaliero MI-GAS.

Infine, il valore medio della componente CMEM, intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel mercato tutelato (calcolata da ARERA come media mensile del prezzo PSV Day Ahead rilevato da ICIS-Heren), nel primo semestre 2025 è stato pari a 43,3 €/MWh, in aumento del 38,8% rispetto al primo semestre 2024 (31,2/MWh).

Il mercato dell'energia elettrica

Domanda e Offerta

In Italia, nei primi sei mesi del 2025 la produzione di energia elettrica si è attestata a 114,0 TWh, con un aumento del 4,8% rispetto al primo semestre 2024, in cui è stata pari a 108,8 TWh. La produzione è stata sufficiente per coprire il 74,8% della domanda totale del periodo, il restante soddisfatto tramite importazioni.

La produzione termoelettrica è stata di 60,8 TWh (53,4% della produzione totale), con un aumento del 14,2% rispetto al primo semestre del 2024. La produzione idroelettrica si è confermata ad alti livelli ed è stata pari a 22,5 TWh, pur non raggiungendo i livelli record dei primi mesi del 2024, con un calo del 15,3%. Nel mix di generazione nazionale l'idroelettrico ha raggiunto quasi il 20%. La produzione delle altre fonti rinnovabili è invece aumentata del 6,5% rispetto al 2024, arrivando a 28,0 TWh considerando sia la produzione eolica che solare, rispetto ai 26,3 TWh dello scorso anno. Considerando anche la produzione geotermica, la quota delle tre fonti energetiche aggregate nel mix di produzione italiano raggiunge quasi il 27%.

La domanda totale del semestre è rimasta stabile rispetto al 2024, pari a 152,4 TWh, a conferma del ritardo della ripresa effettiva dei consumi, soprattutto quelli industriali. Rispetto ai primi sei mesi del 2024 la domanda è salita del 2,0% al Nord, mentre è leggermente diminuita al Sud e nelle isole, con una variazione rispettivamente del -2,2% e -2,6%.

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

	fino a 30/06/2025	fino a 30/06/2024	Var. %
Domanda	152.446	151.421	0,7%
Nord	87.104	85.424	2,0%
Centro	38.840	38.833	0,0%
Sud	13.553	13.864	-2,2%
Isole	12.949	13.299	-2,6%
Produzione netta	114.012	108.801	4,8%
Idroelettrico	22.458	26.500	-15,3%
Termoelettrico	60.877	53.292	14,2%
Geotermoelettrico	2.639	2.654	-0,6%
Eolico e fotovoltaico	28.039	26.355	6,4%
Consumo Pompaggi	-1.317	-1.203	9,5%
Saldo estero	39.751	43.823	-9,3%

Elaborazioni MBS Consulting

Prezzi Mercato del Giorno Prima (MGP)

Nella prima parte dell'anno il Prezzo Unico Nazionale (PUN) è stato in media pari a 119,9 €/MWh, con un aumento del 28,4% rispetto alla media di 93,4 €/MWh registrata nel primo semestre del 2024.

Il valore medio del periodo è stato influenzato dai picchi di prezzo osservati nel primo trimestre del 2025, in cui la modesta produzione da fonti rinnovabili ha comportato un alto livello di produzione termoelettrica con prezzi del gas a livelli elevati, provocando una spinta al rialzo sui prezzi elettrici. Nei primi tre mesi, infatti, la media del PUN è stata di 137,9 €/MWh (+50,0% rispetto al corrispondente periodo del 2024), con una graduale riduzione solo da aprile, quando i record di produzione da fonte solare e il rialzo stagionale della generazione idroelettrica hanno fatto arrivare le rinnovabili vicine al 50% del mix di produzione, riportando il PUN sotto quota 100 €/MWh. A giugno il prezzo è tornato a crescere, in linea con il consueto andamento stagionale.

A livello di prezzi zonali, il prezzo medio più alto si è registrato al Centro Nord ed è stato pari a 120,3 €/MWh, con una differenza inferiore all'1% rispetto al PUN. La zona con il CCT "baseload" minore è stata la Sardegna, con un prezzo zonale inferiore al PUN in media di 3,6 €/MWh nel corso del primo semestre.

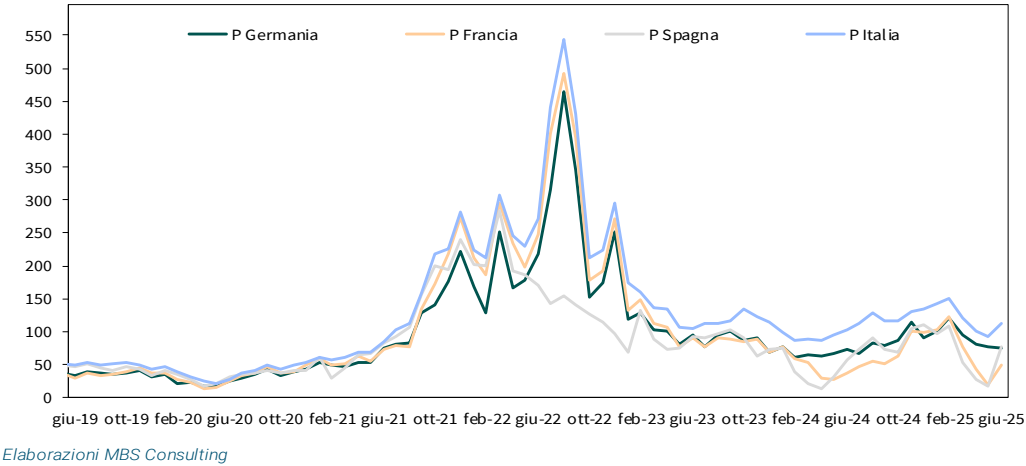
Andamento delle principali borse europee

La media dei prezzi registrati nelle principali borse elettriche europee nei primi sei mesi del 2025 è stata di 74,3 €/MWh, con un aumento del 45,1% rispetto allo stesso periodo del 2024, in cui era stato di 51,2 €/MWh.

Il PUN è rimasto a premio sulla media dei prezzi europei per tutti i sei mesi, con un differenziale medio tra il prezzo mensile italiano e i prezzi europei di 45,5 €/MWh.

Il paese che ha fatto registrare il prezzo medio più basso è stata la Spagna, con un valore medio nel semestre di 63,3 €/MWh.

DINAMICHE PREZZI ELETTRICI EUROPEI
(€/MWh)



Futures relativi al PUN Baseload su EEX

Nella tabella seguente vengono riportate le quotazioni futures relative al PUN nel primo semestre 2025. L'andamento delle quotazioni degli strumenti finanziari è risultato allineato fra prodotti mensili e trimestrali, con una crescita nei primi due mesi dell'anno, un calo nei successivi e un nuovo aumento in giugno. Il calendar-26 ha visto una quotazione del prezzo al ribasso fino a maggio, con un rialzo nei due mesi successivi. La variazione tra le quotazioni medie di gennaio e quelle di giugno è di un calo complessivo di circa 7 €/MWh.

apr-25 Futures		mag-25 Futures		giu-25 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
mag-25	102,8	giu-25	94,1	lug-25	110,9
giu-25	98,5	lug-25	104,5	ago-25	122,1
lug-25	104,3	ago-25	114,4	set-25	120,4
trimestrali		trimestrali		trimestrali	
Q3 25	112,2	Q3 25	114,4	Q3 25	121,4
Q4 25	111,2	Q4 25	114,4	Q4 25	119,6
Q1 26	110,6	Q1 26	114,9	Q1 26	119,0
annuali		annuali		annuali	
Y1 26	99,8	Y1 26	105,6	Y1 26	109,7

Elaborazioni MBS Consulting

Fatti di rilievo del periodo

Servizio Idrico Integrato della Provincia di Piacenza

A seguito della sottoscrizione della convenzione per la gestione del Servizio Idrico Integrato dell'Ambito provinciale di Piacenza, avvenuta in data 16 dicembre 2024, a partire dal 1° gennaio 2025 Iren Acqua Piacenza S.r.l. è il nuovo gestore del servizio per la durata di 16 anni, subentrando al gestore precedente IRETI.

Iren Acqua Piacenza è la società operativa territoriale appositamente costituita, controllata al 100% dalla stessa IRETI aggiudicataria del procedimento di gara, che prevede nel proprio piano industriale importanti investimenti sulle reti e sugli impianti del ciclo idrico integrato (finalizzati principalmente a ridurre le perdite idriche ed i consumi energetici), includendo la ristrutturazione, il potenziamento e la realizzazione di opere e impianti della rete fognaria.

Consolidamento integrale di EGEA Holding

A seguito dell'acquisizione dei nulla osta Antitrust e Golden Power, il 10 gennaio 2025 Iren S.p.A. ha sottoscritto e versato un aumento di capitale di 10 milioni di euro (euro 2.941 di Capitale Sociale oltre Sovrapprezzo di euro 9.997.059) in EGEA Holding, incrementandone la partecipazione dal 50% al 52,77%.

In pari data si è tenuta la relativa assemblea dei soci, che ha deliberato la nomina di un nuovo consigliere di amministrazione su designazione di Iren la quale, addivenendo alla designazione di quattro membri del C.d.A. sui sette totali, ha acquisito il controllo della stessa EGEA Holding e delle sue controllate, con il conseguente consolidamento integrale.

Bond Ibrido

Il 16 gennaio 2025 Iren S.p.A. ha collocato il suo primo "Bond Ibrido", dal valore nominale di 500 milioni di euro, emesso in una singola tranche per l'intero ammontare: la data di regolamento è stata il 23 gennaio 2025. Come stabilito nei relativi termini e condizioni, si tratta di uno strumento finanziario non convertibile, subordinato, perpetuo ed esigibile solo in caso di scioglimento o liquidazione della Società.

La cedola fissa annuale, pagabile annualmente in via posticipata nel mese di aprile a partire da aprile 2025, è pari al 4,5% e sarà corrisposta fino alla prima *reset date* del 23 aprile 2030. A partire da tale data, salvo che non sia stato interamente rimborsato, il titolo maturerà un interesse pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni, incrementato di un margine iniziale di 221,2 punti base. Il margine aumenterà di 25 punti base a partire dal 2035 e di ulteriori 75 punti base dal 2050, per un importo cumulato di 100 punti base.

Il prezzo di emissione è stato fissato al 99,448% e, dunque, il rendimento effettivo alla prima *reset date* è pari al 4,625% annuo. I titoli, destinati a investitori qualificati, sono quotati sul mercato regolamentato della Borsa Irlandese (Euronext Dublin) e agli stessi è stato assegnato da parte delle agenzie Standard & Poor's Global Ratings e Fitch Ratings un rating BB+ oltre a un equity content pari al 50%.

L'operazione, che ha ricevuto richieste di sottoscrizione quasi otto volte superiori rispetto all'ammontare offerto totalizzando ordini per 4 miliardi di euro, è volta a rafforzare ulteriormente la struttura patrimoniale e sostenere la flessibilità finanziaria del Gruppo, ed è coerente con la strategia di crescita di Iren finalizzata all'integrazione di EGEA, a nuove potenziali opportunità di sviluppo per linee esterne e alla realizzazione degli investimenti previsti nel Piano Industriale, confermando l'impegno di Iren al mantenimento dell'attuale rating investment grade.

Acquisizione della quota di minoranza di Iren Acqua

Il 20 febbraio 2025 IRETI ha perfezionato l'acquisizione del restante 40% del capitale sociale di Iren Acqua (gestore del Servizio Idrico Integrato in 39 comuni dell'ATO genovese), detenuto da F2i SGR attraverso propri fondi.

L'esborso legato all'operazione è di complessivi 282,5 milioni di euro, di cui 100 milioni corrisposti al closing. La quota residua è differita a 4 anni e tre mesi, e prevede l'applicazione di interessi al tasso composto annuo del 4,5%.

Dal punto di vista finanziario, l'operazione consente di ridurre l'esborso per i dividendi di terzi e di incrementare l'utile netto di gruppo, con positivi impatti economico/finanziari legati al minor costo del debito di Gruppo rispetto ai dividendi erogati al socio di minoranza e, in ultima istanza, all'incremento dell'utile per azione a beneficio degli azionisti di Iren.

Asta del Capacity Market per il 2027

Ad inizio marzo 2025, il risultato dell'asta madre del Capacity Market per l'anno di consegna 2027 ha confermato, come già successo per gli anni di consegna dal 2022 al 2026, l'assegnazione del 100% della capacità offerta dal Gruppo: 2.055 MW in area Nord al prezzo di 47.000 €/MW/anno.

Assemblea degli Azionisti

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti ha approvato in data 24 aprile 2025 il Bilancio d'Esercizio al 31 dicembre 2024 di Iren S.p.A. e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,1283 euro per azione ordinaria, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

L'Assemblea degli Azionisti ha inoltre:

- approvato la sezione prima ("Politiche sulla Remunerazione 2025") della Relazione sulla politica in materia di remunerazione 2025 e sui compensi corrisposti 2024;
- espresso voto favorevole sulla sezione seconda ("Compensi corrisposti esercizio 2024") della stessa Relazione;
- nominato il Consiglio di Amministrazione e il suo Presidente per il triennio 2025-2026-2027 (scadenza: data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2027) e determinato i relativi compensi.

Acquisizione del restante 47,23% di EGEA Holding

A seguito della comunicazione di esercizio dell'opzione call, avvenuta a fine marzo, il 22 maggio 2025 Iren S.p.A. ha perfezionato l'acquisizione del restante 47,23% di EGEA Holding detenuto dall'altro socio MidCo 2024 S.r.l., addivenendo al controllo totalitario.

Al termine delle operazioni previste sin dagli accordi sottoscritti il 1° agosto 2024, MidCo 2024 e le parti creditrici finanziarie del gruppo EGEA hanno dunque deciso di accettare la quantificazione del prezzo minimo pari a 74,8 milioni di euro come indicato da Iren nella comunicazione di esercizio dell'opzione call stessa.

I termini di dell'accordo prevedono il pagamento di una parte di prezzo al closing per 68,9 milioni di euro e una quota residua pari a 6,7 milioni di euro differita alla data del 31 marzo 2029, comprensiva di oneri finanziari in considerazione dell'indisponibilità di alcune parti creditrici all'applicazione del c.d. "meccanismo di attualizzazione del prezzo minimo".

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.

Capitale Investito Netto (CIN): determinato dalla somma algebrica dell'Attivo immobilizzato, delle Altre Attività (Passività) Non Correnti, del Capitale Circolante Netto, delle Attività (passività) per imposte differite, dei Fondi rischi e benefici ai dipendenti e delle Attività (passività) destinate a essere cedute.

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

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

Indebitamento Finanziario Netto: determinato dalla somma delle Passività finanziarie non correnti al netto delle Attività finanziarie non correnti e delle Passività Finanziarie correnti al netto delle Attività finanziarie correnti, escluso il fair value degli strumenti derivati su commodities, e delle Disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

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

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

Attivo Immobilizzato: determinato dalla somma degli Immobili, impianti e macchinari, degli Investimenti immobiliari, delle Attività immateriali a vita definita, dell'Avviamento, delle Partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto e delle Altre partecipazioni.

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

Altre Attività (Passività) Non Correnti: determinato dalla somma delle Altre attività non correnti al netto dei Debiti vari e altre passività non correnti e della quota non corrente del fair value degli strumenti derivati su commodities.

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

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, dei Debiti vari e altre passività correnti e della quota corrente del fair value degli strumenti derivati su commodities.

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

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

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

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.

Flusso Finanziario da Attività di Investimento: determinato dalla somma algebrica dei flussi finanziari relativi agli Investimenti, al realizzo di investimenti, alla variazione attività destinate ad essere cedute e ai dividendi incassati, oltre all'effetto sull'Indebitamento Finanziario Netto derivante dall'acquisizione di società controllate e di interessenze di minoranza, come indicati nel prospetto della variazione dell'Indebitamento Finanziario Netto.

Free Cash Flow: determinato dalla somma delle Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa e del Flusso finanziario da attività di investimento come indicati nel prospetto della variazione dell'Indebitamento Finanziario Netto.

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 2025	Primo semestre 2024 Rideterminato	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	3.357.047	2.637.373	27,3
Altri proventi	128.554	60.237	(*)
Totale ricavi	3.485.601	2.697.610	29,2
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.387.289)	(909.191)	52,6
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(1.003.170)	(813.218)	23,4
Oneri diversi di gestione	(58.227)	(48.048)	21,2
Costi per lavori interni capitalizzati	28.025	27.546	1,7
Costo del personale	(338.703)	(318.944)	6,2
Totale costi operativi	(2.759.364)	(2.061.855)	33,8
MARGINE OPERATIVO LORDO	726.237	635.755	14,2
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(350.009)	(321.301)	8,9
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(44.774)	(34.224)	30,8
Altri accantonamenti e svalutazioni	(5.144)	(1.053)	(*)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(399.927)	(356.578)	12,2
RISULTATO OPERATIVO	326.310	279.177	16,9
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	20.636	26.908	(23,3)
Oneri finanziari	(79.913)	(69.953)	14,2
Totale gestione finanziaria	(59.277)	(43.045)	37,7
Rettifica di valore di partecipazioni	(87)	2.027	(*)
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	8.561	4.706	81,9
Risultato prima delle imposte	275.507	242.865	13,4
Imposte sul reddito	(82.650)	(73.161)	13,0
Risultato netto delle attività in continuità	192.857	169.704	13,6
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	192.857	169.704	13,6
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	183.573	148.041	24,0
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	9.284	21.663	(57,1)

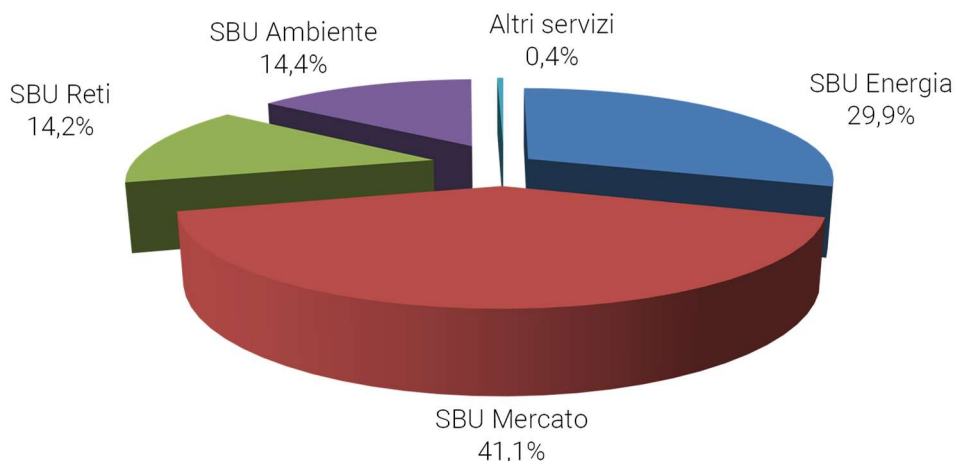
(*) Variazione superiore al 100%

I dati comparativi del Primo Semestre 2024 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocation del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) di Siena Ambiente.

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

Ricavi

Al 30 giugno 2025 il Gruppo ha conseguito ricavi per 3.485,6 milioni di euro, in aumento del +29,2% rispetto ai 2.697,6 milioni di euro del primo semestre 2024. I principali fattori di incremento del fatturato sono riferibili ai ricavi energetici, influenzati per circa 190 milioni di euro dall'aumento dei prezzi delle commodities e per circa 250 milioni di euro dai maggiori volumi energetici venduti. Inoltre contribuisce positivamente il consolidamento, a far data dal 1° gennaio 2025, del gruppo EGEA Holding per oltre 200 milioni di euro e le attività di efficienza energetica per circa 50 milioni di euro.



Margine Operativo Lordo

Il Margine Operativo Lordo ammonta a 726,2 milioni di euro, in aumento del +14,2% rispetto ai 635,8 milioni di euro del primo semestre 2024. Il periodo è stato caratterizzato da diversi fattori positivi quali lo scenario energetico favorevole con prezzi delle commodities in crescita (PUN +28,4% e PSV +39,1%), la crescita organica, gli effetti regolatori complessivamente positivi per il settore Ambiente, oltre alla variazione del perimetro di consolidamento per l'entrata del gruppo EGEA Holding dal 1° gennaio 2025.

Per quanto concerne lo scenario energetico, l'incremento dei prezzi ha comportato effetti contrastati ma complessivamente positivi (+15 milioni di euro) migliorando i margini della produzione elettrica (+18 milioni di euro), parzialmente compensati dai minori margini della produzione calore (-3 milioni di euro). Il contributo positivo al margine della produzione elettrica e calore è correlato anche ai maggiori quantitativi prodotti (+14 milioni di euro), in particolare del settore idroelettrico (+9%), grazie all'elevata idraulicità del periodo, e del termoelettrico (+69,2%), per la piena disponibilità degli impianti e uno scenario climatico più favorevole.

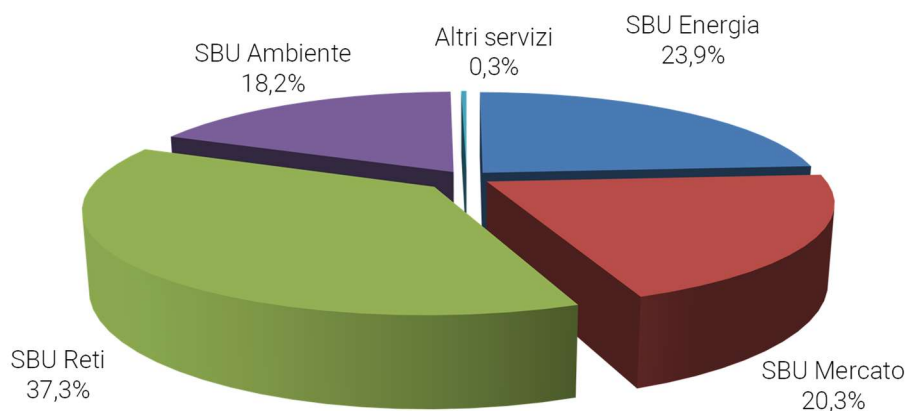
In flessione risulta l'attività di commercializzazione delle commodities energetiche (-6 milioni di euro), principalmente per l'atteso minor margine della vendita gas, attività che nei primi mesi 2024 aveva beneficiato di una marginalità positiva straordinaria e quindi non replicabile, mentre risultano in lieve miglioramento i margini della vendita di energia elettrica.

Un contributo positivo al margine è generato inoltre dalla crescita organica correlata principalmente ai riconoscimenti tariffari in conseguenza degli investimenti effettuati sulla BU Reti negli scorsi anni (+11 milioni di euro) e dagli effetti regolatori per la revisione dei parametri tariffari, complessivamente positivi (+5 milioni di euro, di cui Ambiente +7 milioni di euro e Reti -2 milioni di euro).

Nel corso del semestre si sono inoltre manifestate due poste straordinarie quali il riconoscimento dei premi per la qualità tecnica/ commerciale del servizio idrico integrato (periodo 2022-2023) riconosciute da Arera alle società della BU Reti (+10 milioni di euro) e il riconoscimento da parte del Consiglio di Stato dei ricorsi contro la delibera 570/19 relativa ad alcune componenti del metodo tariffario gas del periodo 2020-2025 (+10 milioni di euro). Dette poste hanno più che compensato il venir meno delle plusvalenze relative ai conguagli tariffari per il recupero dell'inflazione del sistema idrico integrato che avevano caratterizzato positivamente l'esercizio 2024 e non più ripetibili e la riduzione dei WACC riconosciuti nei settori della distribuzione gas ed energia elettrica.

Concorre infine al miglioramento del margine l'entrata del gruppo EGEA Holding nel perimetro di consolidamento a far data dal 1° gennaio 2025 (+34 milioni di euro).

La variazione del margine in riferimento alle singole *business unit* è così suddivisa: in forte miglioramento la *business unit* Energia con un +30,6%, Reti +13,9%, Mercato +6,5% e Ambiente +6,3%.



Risultato Operativo

Il Risultato Operativo è pari a 326,3 milioni di euro, in aumento del +16,9% rispetto ai 279,2 milioni di euro del primo semestre 2024. Nel periodo si sono registrati maggiori ammortamenti per 29 milioni di euro relativi all'entrata in esercizio di nuovi investimenti e all'ampliamento del perimetro di consolidamento (17 milioni di euro), maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per 11 milioni di euro, maggiori accantonamenti al fondo rischi per 2 milioni di euro ed un minor rilascio fondi di 2 milioni di euro che aveva caratterizzato il primo semestre 2024.

Gestione finanziaria

Il risultato della gestione finanziaria esprime complessivamente un saldo di oneri finanziari netti di 59,3 milioni di euro, in aumento (+37,7%) rispetto al dato del primo semestre 2024, che si attestava a 43,0 milioni.

Mentre i proventi finanziari fanno registrare una flessione (20,6 milioni di euro contro i 26,9 milioni del periodo comparativo), principalmente dovuta ai minori interessi attivi sull'investimento di liquidità, l'aumento degli oneri finanziari (79,9 milioni nel primo semestre 2025 contro i 70,0 milioni dell'analogo periodo 2024) è principalmente dovuto all'incremento del costo dell'indebitamento, ad oneri relativi all'estinzione di alcuni finanziamenti, agli oneri finanziari per l'acquisizione delle quote di minoranza di Iren Acqua e, in misura minore, all'adeguamento della componente finanziaria nell'attualizzazione dei fondi rischi.

Rettifica di valore di partecipazioni

Nel primo semestre 2025 la voce (pari a -0,1 milioni di euro) si riferisce all'effetto della rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione del controllo, dell'interessenza pregressa in EGEA Holding. Nel periodo comparativo (+2,0 milioni) si riferiva principalmente alla rideterminazione del valore della partecipazione in Siena Ambiente prima del consolidamento.

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

La voce, che si attesta a +8,6 milioni di euro (+4,7 milioni nel primo semestre 2024), comprende il pro-quota dei risultati delle società collegate e joint ventures del Gruppo, i più rilevanti dei quali riguardano ASA, Aguas de San Pedro, SETA e Asti Servizi Pubblici.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte si attesta a 275,5 milioni di euro, in aumento rispetto ai 242,9 milioni del periodo comparativo.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo semestre 2025 sono pari a 82,7 milioni di euro, in aumento rispetto ai 73,2 milioni del periodo comparativo, in considerazione di un maggior risultato ante imposte. Il tax rate, che rappresenta la stima del tax rate atteso a fine esercizio, è pari al 30,0%, in linea con quello del primo semestre 2024.

Risultato netto del periodo

In conseguenza a quanto sopra esposto, l'utile netto del periodo si attesta a 192,8 milioni di euro, in aumento (+13,6%) rispetto al primo semestre 2024, quando si attestava a 169,7 milioni.

Il risultato è di pertinenza degli azionisti della Capogruppo per 183,5 milioni di euro (148,0 milioni nel primo semestre 2024) e attribuibile alle minoranze per 9,3 milioni (contro i 21,7 milioni del periodo comparativo): la riduzione del risultato di terzi è conseguente all'acquisto della quota di minoranza del 40% di Iren Acqua, avvenuto a febbraio 2025.

Situazione patrimoniale e finanziaria

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DEL GRUPPO IREN

migliaia di euro

	30.06.2025	31.12.2024	Var. %
Attivo immobilizzato	8.743.946	8.414.310	3,9
Altre attività (Passività) non correnti	(756.562)	(619.491)	22,1
Capitale circolante netto	263.589	(11.778)	(*)
Attività (Passività) per imposte differite	287.877	272.676	5,6
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(741.781)	(630.067)	17,7
Attività (Passività) destinate a essere cedute	11.189	790	(*)
Capitale investito netto	7.808.258	7.426.440	5,1
Patrimonio netto	3.580.100	3.343.697	7,1
Attività finanziarie a lungo termine	(136.976)	(124.355)	10,1
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	4.442.920	4.460.915	(0,4)
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	4.305.944	4.336.560	(0,7)
Attività finanziarie a breve termine	(732.347)	(867.975)	(15,6)
Indebitamento finanziario a breve termine	654.561	614.158	6,6
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(77.786)	(253.817)	(69,4)
Indebitamento finanziario netto	4.228.158	4.082.743	3,6
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	7.808.258	7.426.440	5,1

(*) Variazione superiore al 100%

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

Di seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo.

L'Attivo Immobilizzato al 30 giugno 2025 ammonta a 8.743,9 milioni di euro, incrementatosi rispetto al 31 dicembre 2024, quando era pari a 8.414,3 milioni. L'aumento (+329,6 milioni) è principalmente riconducibile alle seguenti determinanti:

- gli assets derivanti dall'operazione di acquisizione del controllo del gruppo EGEA Holding, pari 383,8 milioni di euro comprensivi di avviamento (costituiti in particolare da reti e impianti relativi al teleriscaldamento, al Servizio Idrico Integrato e alla distribuzione gas, oltre che da impianti di produzione di energia elettrica, biogas e biometano, automezzi per la raccolta rifiuti e partecipazioni), al netto dell'elisione della partecipazione pregressa (-85,0 milioni);
- gli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali ed immateriali (+392,8 milioni) e gli ammortamenti (-350,0 milioni) del periodo;
- la riclassificazione ad "Attività (Passività) destinate a essere cedute" degli assets relativi alla gestione del Servizio Idrico Integrato in alcuni comuni della provincia di Imperia, trasferita ad altro operatore a luglio 2025 (-8,3 milioni).

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

La movimentazione delle "Altre Attività (Passività) Non Correnti" (-137,1 milioni di euro) riguarda essenzialmente la quota a lungo termine della passività fiscale relativa alla transazione formulata con l'Agenzia delle Entrate nell'ambito della composizione negoziata della crisi ex "Codice della Crisi" del gruppo EGEA (-65,6 milioni), i componenti di reddito differito relativi ai contributi ricevuti a fronte di investimenti (-54,4 milioni) e la riduzione della quota a lungo termine dei crediti fiscali riferiti agli incentivi Superbonus 110 (-20,5 milioni).

Il Capitale Circolante Netto si attesta a 263,6 milioni di euro, contro i -11,8 milioni al 31 dicembre 2024. L'incremento (+275,4 milioni) è essenzialmente riconducibile all'andamento delle componenti di natura commerciale, mitigato dall'effetto della stima delle imposte del periodo.

I Fondi Rischi e Benefici ai Dipendenti ammontano a 741,8 milioni di euro, in aumento rispetto al dato di fine 2024, quando si attestavano a 630,1 milioni. Le principali movimentazioni sono riferite agli obblighi per diritti di emissione CO₂ ancora da acquistare (+96,1 milioni) e alla variazione di perimetro conseguente all'acquisizione del gruppo EGEA (+32,2 milioni).

Le Attività (Passività) destinate a essere cedute aumentano di 10,4 milioni a seguito dell'accennata riclassificazione delle attività nette relative alla gestione del Servizio Idrico Integrato in alcuni comuni della provincia di Imperia (principalmente immobilizzazioni, crediti e risconti per contributi in conto impianti).

Il Patrimonio Netto ammonta a 3.580,1 milioni di euro, contro i 3.343,7 milioni del 31 dicembre 2024 (+236,4 milioni). La variazione consegue essenzialmente:

- al risultato netto del periodo (+192,8 milioni);
- ai dividendi erogati (-176,6 milioni);
- all'emissione del bond "ibrido" perpetuo, iscritta come componente di equity, al netto dei costi di transazione (+493,8 milioni) e alla rilevazione delle cedole del periodo (-5,6 milioni);
- alla variazione area di consolidamento (patrimonio netto di terzi) per il consolidamento del gruppo EGEA Holding al 52,77% (+65,6 milioni) e alla relativa modifica nelle interessenze a seguito dell'esercizio dell'opzione call per il controllo totalitario (-74,8 milioni);
- all'acquisto delle quote di minoranza di Iren Acqua (-282,5 milioni);
- all'andamento della riserva *cash flow hedge* legata agli strumenti derivati di copertura tasso e *commodities* (+24,9 milioni).

L'Indebitamento Finanziario Netto si attesta a 4.228,2 milioni di euro al 30 giugno 2025, in aumento di 145,4 milioni rispetto al 31 dicembre 2024. In merito, si rinvia all'analisi del rendiconto finanziario di seguito presentata.

VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO DEL GRUPPO IREN

Il seguente prospetto dettaglia la movimentazione dell'Indebitamento Finanziario Netto di Gruppo avvenuta nel periodo.

migliaia di euro

	Primo semestre 2025	Primo semestre 2024 Rideterminato	Var. %
(Indebitamento) Finanziario Netto iniziale	(4.082.743)	(3.933.805)	3,8
Risultato del periodo	192.857	169.704	13,6
Rettifiche per movimenti non finanziari	641.627	551.195	16,4
Erogazioni benefici ai dipendenti	(4.323)	(5.639)	(23,3)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(14.290)	(29.640)	(51,8)
Variazione altre attività/passività non correnti	84.587	13.440	(*)
Imposte pagate	(1.207)	-	-
Altre variazioni patrimoniali	88	94	(6,4)
Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(397.719)	(187.134)	(*)
Variazione esposizione su mercati per derivati commodities	22.194	(28.463)	(*)
Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa	523.814	483.557	8,3
Investimenti in attività materiali e immateriali	(392.765)	(345.018)	13,8
Investimenti in attività finanziarie	(1.150)	(178)	(*)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	1.049	1.761	(40,4)
Acquisizione di società controllate e di interessenze di minoranza	(520.902)	(23.500)	(*)
Dividendi incassati	1.830	891	(*)
Totale flusso finanziario da attività di investimento	(911.938)	(366.044)	(*)
Free cash flow	(388.124)	117.513	(*)
Flusso finanziario del capitale proprio	311.598	(178.684)	(*)
Altre variazioni	(68.889)	(18.672)	(*)
Variazione (Indebitamento) Finanziario Netto	(145.415)	(79.843)	82,1
(Indebitamento) Finanziario Netto finale	(4.228.158)	(4.013.648)	5,3

(*) Variazione superiore al 100%

I dati comparativi del Primo Semestre 2024 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocation del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) di Siena Ambiente.

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 2024, pari a +145,4 milioni di euro, deriva dalle seguenti determinanti:

- *Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa* pari a +523,8 milioni, contro i +483,6 milioni del primo semestre 2024;
- un *Flusso Finanziario da Attività di Investimento* di -911,9 milioni (-366,0 milioni nel primo semestre 2024) che comprende in particolare:
 - gli investimenti tecnici del periodo (392,7 milioni, in aumento del 13,8% rispetto al periodo comparativo);
 - alle voci "Investimenti in attività finanziarie" e "Acquisizione di società controllate" (per complessivi 522,1 milioni) l'acquisizione del controllo del gruppo EGEA Holding, comprensivo della rilevazione dell'opzione call e dell'indebitamento finanziario netto assunto (237,7 milioni), il corrispettivo per l'acquisizione della quota di minoranza di Iren Acqua (283,2 milioni, comprensivo di oneri accessori) e di altre partecipazioni minori (1,2 milioni). L'importo del periodo comparativo (23,6 milioni) era relativo all'indebitamento finanziario netto derivante dal consolidamento integrale di Siena Ambiente e all'acquisizione di Agrovoltaiuca;
- un *flusso finanziario del capitale proprio* pari a +311,6 milioni, riferito all'emissione del bond ibrido perpetuo (+493,8 milioni), al pagamento delle relative cedole (-5,6 milioni) e all'erogazione dei dividendi (-176,6 milioni). Nel periodo comparativo l'importo (-178,7 milioni) era relativo ai soli dividendi;
- la voce *altre variazioni*, pari a -68,9 milioni (-18,7 milioni nel periodo comparativo), riferita principalmente all'effetto degli oneri finanziari netti, della variazione del *fair value* degli strumenti derivati di copertura e della rilevazione dei *lease* IFRS 16 del periodo.

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 2025".

Analisi per settori di attività

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

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

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

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

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

Nei prospetti seguenti vengono esposti il Capitale Investito Netto comparato ai valori al 31 dicembre 2024 e i conti economici del primo semestre 2025 (fino al Risultato Operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del primo semestre 2024 rideterminati

Al 30 giugno 2025 le attività non regolate contribuiscono alla formazione del Margine Operativo Lordo per il 30,3% (30,0% al 30 giugno 2024), le attività regolate pesano per il 52,8% (in calo rispetto al 53,5% del corrispondente periodo 2024), mentre le attività semi regolate contribuiscono per il 16,9% (16,5% nel primo semestre 2024).

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2025

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	4.039	1.648	2.377	450	17	213	8.744
Capitale circolante netto	201	57	128	(130)	8		264
Altre attività e passività non correnti	(713)	(208)	(205)	(77)	3		(1.200)
Capitale investito netto (CIN)	3.527	1.497	2.300	243	28	213	7.808
Patrimonio netto							3.580
Posizione Finanziaria netta							4.228
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							7.808

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2024

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.800	1.645	2.302	359	17	291	8.414
Capitale circolante netto	114	9	(11)	(128)	4	-	(12)
Altre attività e passività non correnti	(675)	(182)	(139)	19	1	-	(976)
Capitale investito netto (CIN)	3.239	1.472	2.152	250	22	291	7.426
Patrimonio netto							3.344
Posizione Finanziaria netta							4.083
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							7.426

Conto Economico per settori di attività Primo semestre 2025

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	677	689	1.426	1.962	16	(1.284)	3.486
Totale costi operativi	(406)	(557)	(1.253)	(1.814)	(14)	1.284	(2.760)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	271	132	173	148	2	-	726
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(121)	(110)	(91)	(77)	(1)	-	(400)
Risultato operativo (EBIT)	150	22	82	71	1	-	326

Conto Economico per settori di attività Primo semestre 2024 rideterminato

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	621	616	877	1.556	18	(990)	2.698
Totale costi operativi	(383)	(491)	(744)	(1.418)	(16)	990	(2.062)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	238	125	133	138	2	-	636
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(112)	(99)	(85)	(60)	(1)	-	(357)
Risultato operativo (EBIT)	126	27	48	78	1	-	279

SBU Reti

Al 30 giugno 2025 il settore di attività Reti, che comprende i business della Distribuzione Gas, Energia Elettrica e del Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 676,9 milioni di euro, in aumento del +9,1% rispetto ai 620,7 milioni di euro del primo semestre 2024. L'incremento è riconducibile principalmente alle variazioni positive dei vincoli dei ricavi tariffari del Servizio Idrico Integrato, della Rete elettrica e gli effetti positivi dei premi inerenti alla qualità tecnica e commerciale riconosciuti da ARERA e il riconoscimento da parte del Consiglio di Stato dei ricorsi contro la delibera ARERA 570/19. In flessione risultano invece i ricavi correlati alla costruzione di beni in concessione ricadenti nell'ambito dell'IFRIC 12 ed il venir meno dei conguagli tariffari per il recupero dell'inflazione che avevano caratterizzato l'esercizio 2024 e non più ripetibili. Concorre all'incremento dei ricavi la variazione del perimetro per il consolidamento delle società del gruppo EGEA Holding a far data dal 1° gennaio 2025, attive anche nel settore delle Reti (ciclo idrico integrato, reti gas).

Il Margine Operativo Lordo ammonta a 270,5 milioni di euro in aumento del +13,9% rispetto ai 237,5 milioni di euro del precedente esercizio ed è riconducibile prevalentemente all'incremento dei vincoli tariffari e ai sopracitati premi della qualità tecnica e commerciale del ciclo idrico integrato.

Il Risultato Operativo è pari a 150,1 milioni di euro in aumento del +19,6% rispetto ai 125,5 milioni di euro del primo semestre 2024 ed è stato caratterizzato da maggiori ammortamenti per circa 6 milioni di euro e maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti e minori rilasci fondi per circa 2 milioni di euro.

		Primo semestre 2025	Primo semestre 2024	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	676,9	620,7	9,1
Margine operativo lordo	€/mil.	270,5	237,5	13,9
% sui ricavi		40,0%	38,3%	
	da Reti Elettriche	€/mil.	43,6	16,2
	da Reti Gas	€/mil.	47,9	28,6
	da Servizio Idrico Integrato	€/mil.	146,0	8,4
Risultato Operativo	€/mil.	150,1	125,5	19,6
Investimenti	€/mil.	182,4	163,0	11,9
	in Reti Elettriche	€/mil.	39,9	33,7
	in Reti Gas	€/mil.	15,4	28,1
	in Servizio Idrico Integrato	€/mil.	101,6	(0,9)
	Altro	€/mil.	6,0	41,4
Energia elettrica distribuita	GWh	1.737,4	1.748,0	(0,6)
Gas distribuito	Mmc	641,6	592,5	8,3
Acqua Venduta	Mmc	96,4	87,6	10,0

SBU Reti - Energia elettrica

Il Margine Operativo Lordo ammonta a 50,6 milioni di euro in aumento del +16,2% rispetto ai 43,6 milioni di euro del primo semestre 2024. Il miglioramento del margine è riconducibile alla crescita organica degli investimenti realizzati con effetto sulle tariffe e sulla qualità del servizio, e all'aggiornamento dei parametri tariffari riconosciuti dal metodo tariffario ROSS valido per il periodo regolatorio 2024-2031.

Gli Investimenti effettuati ammontano a 53,4 milioni di euro, in aumento del +33,7% rispetto ai 39,9 milioni di euro del primo semestre 2024 e sono inerenti principalmente agli allacciamenti, alle attività di resilienza della rete di distribuzione BT/MT al fine di migliorare la qualità del servizio, alla costruzione di nuove cabine primarie e secondarie, alcune delle quali rientranti nel piano PNRR, oltre che alla prosecuzione del piano di sostituzione dei contatori elettronici con tecnologia 2G.

SBU Reti - Distribuzione Gas

Il Margine Operativo Lordo è stato pari a 61,6 milioni di euro, in aumento del +28,6% rispetto ai 47,9 milioni di euro del primo semestre 2024. L'incremento del margine è stato generato principalmente dal riconoscimento da parte del Consiglio di Stato dei ricorsi contro la delibera Arera 570 e che erano attinenti ad alcune componenti del metodo tariffario (X- factor standard e personalizzato) per i periodi regolatori 2020 - 2025 e dalla variazione del perimetro di consolidamento che dal 1° gennaio ricomprende anche l'area distribuzione gas del gruppo EGEA Holding.

Gli Investimenti ammontano a 19,7 milioni di euro, in aumento del 28,1% rispetto ai 15,4 milioni di euro del primo semestre 2024 e hanno interessato prevalentemente l'adeguamento della rete alla protezione catodica e l'installazione di misuratori elettronici.

SBU Reti – Servizio Idrico Integrato

Il Margine Operativo Lordo è pari a 158,3 milioni di euro, in aumento del +8,4% rispetto ai 146 milioni di euro del primo semestre 2024. Il miglioramento del margine è riconducibile alla crescita organica degli investimenti realizzati e all'introduzione del nuovo metodo tariffario MTI-4 valido per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 ed ai riconoscimenti da parte di Arera dei premi per la qualità tecnica e commerciale del periodo 2022-2023, parzialmente compensati dal venir meno degli effetti positivi sul 2024 dei conguagli tariffari inerenti agli effetti inflattivi 2023 non più ripetibili.

Gli Investimenti ammontano a 100,8 milioni di euro in flessione del -0,9% rispetto ai 101,6 milioni di euro del primo semestre 2024. Si tratta di attività relative alla realizzazione, sviluppo e manutenzione straordinaria di reti e impianti di distribuzione e della rete fognaria, oltre che alla posa di gruppi di misura prevalentemente dotati di nuova tecnologia che prevede la telelettura, nonché alla realizzazione e riammodernamento di impianti di depurazione delle acque reflue.

Si segnalano inoltre Investimenti per 8,5 milioni di euro, in aumento rispetto ai 6 milioni di euro del primo semestre 2024, riferibili principalmente a progetti informatici di digitalizzazione e alla riqualificazione di immobili strumentali.

SBU Ambiente

Al 30 giugno 2025 i ricavi del settore ammontano a 688,7 milioni di euro, in aumento del +11,7% rispetto ai 616,3 milioni di euro del primo semestre 2024. L'incremento dei ricavi è riconducibile alle attività di raccolta rifiuti per effetto dei nuovi piani finanziaria approvati dai comuni ai maggiori ricavi energetici e alla variazione del perimetro di consolidamento con l'entrata a far data dal 1° gennaio 2025 delle società dell'ambiente del gruppo EGEA Holding.

		Primo semestre 2025	Primo semestre 2024 rideterminato	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	688,7	616,3	11,7
Margine operativo lordo	€/mil.	132,3	124,5	6,3
% sui ricavi		19,2%	20,2%	
Risultato Operativo	€/mil.	21,6	26,6	(18,9)
Investimenti	€/mil.	74,4	70,1	6,1
Energia Elettrica venduta	GWh	241,6	237,3	1,8
Energia termica prodotta	GWht	232,1	180,9	28,3
Rifiuti gestiti	ton	2.092.674	2.032.753	2,9
Raccolta differenziata	%	69,3	68,4	

Il Margine Operativo Lordo del settore ammonta a 132,3 milioni di euro, in aumento del +6,3% rispetto ai 124,5 milioni di euro del primo semestre 2024. La dinamica del margine è caratterizzata dal miglioramento del risultato dell'attività di Raccolta, principalmente per l'approvazione dei nuovi piani economico finanziari in area Toscana e La Spezia, e dell'attività di Smaltimento in particolare, grazie all'apporto dei termovalorizzatori, che lo scorso anno avevano registrato alcuni fermi per manutenzione/guasti, e dei maggiori margini delle discariche per l'incremento dei quantitativi smaltiti. Risultano invece in flessione le attività di trattamento e valorizzazione, anche come conseguenza dell'incendio occorso nel secondo semestre 2024 e che ha comportato il blocco delle attività dell'impianto di recupero plastica di Cadelbosco.

Contribuisce positivamente all'incremento del margine di periodo l'apporto delle società EGEA Ambiente e Sisea del gruppo EGEA Holding.

Il Risultato Operativo ammonta a 21,6 milioni di euro, in flessione del -18,9% rispetto ai 26,6 milioni di euro del primo semestre 2024. Nel periodo si registrano maggiori ammortamenti per circa 9 milioni di euro, maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per 3 milioni di euro ed altri accantonamenti al fondo rischi per circa 2 milioni di euro.

Gli Investimenti ammontano a 74,4 milioni di euro, in aumento del +6,1% rispetto ai 70,1 milioni di euro del precedente esercizio. 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 FORSU di La Spezia, l'impianto di trattamento della carta (IRM) a Collegno (Torino) e l'impianto di riciclo materiali Costa di Rovigo.

SBU Energia

Al 30 giugno 2025 i ricavi della SBU Energia, che comprende la produzione di energia elettrica e termica, la gestione del teleriscaldamento, le attività legate all'illuminazione pubblica e all'efficienza energetica, ammontano a 1.426,4 milioni di euro, in aumento del +62,6% rispetto agli 877,4 milioni del primo semestre 2024.

L'aumento dei ricavi è da ricondursi principalmente all'incremento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica e del calore, dalle maggiori quantità di calore ed energia elettrica prodotte oltre al consolidamento delle società del gruppo EGEA Holding attive nei settori della produzione energia, calore e teleriscaldamento. In aumento anche i ricavi delle attività di efficienza energetica per oltre 50 milioni di euro per maggiori lavori di riqualificazione.

		Primo semestre 2025	Primo semestre 2024	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	1.426,4	877,4	62,6
Margine operativo lordo	€/mil.	173,5	133,0	30,6
% sui ricavi		12,2%	15,2%	
Risultato Operativo	€/mil.	82,1	47,6	72,4
Investimenti	€/mil.	56,6	52,2	8,5
Energia elettrica prodotta	GWh	4.471,9	3.902,1	14,6
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	753,6	691,1	9,0
<i>da fotovoltaico</i>	GWh	154,1	144,6	6,6
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	2.561,1	2.473,5	3,5
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	1.003,1	593,0	69,2
Calore prodotto	GWht	1.558,8	1.421,9	9,6
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWht	1.301,7	1.194,8	8,9
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWht	257,1	227,0	13,2
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	113,5	101,1	12,3

Al 30 giugno 2025 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 4.471,9 GWh, in aumento del +14,6% rispetto ai 3.902,1 GWh del corrispondente periodo del 2024.

La produzione elettrica da fonte cogenerativa è stata pari a 2.561,1 GWh, in incremento dello +3,5% rispetto ai 2.473,5 GWh del primo semestre 2024, mentre la produzione termoelettrica risulta pari a 1.003,1 GWh, in aumento del 69,2% rispetto ai 593 GWh del primo semestre 2024.

La produzione da fonti rinnovabili è stata pari a 907,7 GWh in aumento del +8,6% rispetto agli 835,7 GWh del primo semestre 2024. L'incremento riguarda principalmente la produzione idroelettrica, che è risultata pari a 753,6 GWh rispetto ai 691,1 GWh (+9%) del primo semestre 2024, grazie alla migliorata idraulicità del periodo, mentre la produzione fotovoltaica/eolica, risulta pari a 154,1 GWh, in aumento del +6,6% rispetto al primo semestre 2024.

Il calore prodotto ammonta a 1.558,8 GWht in aumento del +9,6% rispetto ai 1.421,9 GWht del primo semestre 2024 per effetto di una stagione termica più favorevole e degli sviluppi della rete a 113,5 Mmc di volumetrie teleriscaldate rispetto ai 101,1 Mmc del primo semestre 2024 (+12,3%) anche grazie all'integrazione con le società del gruppo EGEA Holding.

Il Margine Operativo Lordo ammonta a 173,5 milioni di euro in aumento del +30,6% rispetto ai 133 milioni di euro del primo semestre 2024.

L'andamento dello scenario energetico è stato caratterizzato da un trend di prezzi in crescita (PUN +29%) con effetti positivi sui margini di produzione elettrica supportata anche da produzioni in aumento con particolare riferimento alla produzione idroelettrica (+9%) e termoelettrica (+69,2%) e cogenerazione elettrica (+3,5%).

Risulta in miglioramento anche la produzione calore grazie alle maggiori quantità prodotte che hanno consentito di assorbire i margini di vendita in diminuzione anche a causa degli effetti positivi, non replicabili, sulle coperture di cui aveva beneficiato il margine del primo semestre 2024.

Il Risultato Operativo ammonta a 82,1 milioni di euro e risulta in aumento del +72,4% rispetto ai 47,6 milioni di euro del primo semestre 2024. Nel periodo si registrano maggiori ammortamenti per circa 6 milioni di euro prevalentemente per l'entrata nel perimetro di consolidamento delle società del teleriscaldamento del gruppo EGEA Holding a far data dal 1° gennaio 2025.

Gli Investimenti ammontano a 56,6 milioni di euro, in aumento del +8,5% rispetto ai 52,2 milioni di euro del primo semestre 2024. Tra i principali progetti si evidenziano lo sviluppo delle reti del teleriscaldamento e degli impianti fotovoltaici.

SBU Mercato

Al 30 giugno 2025 i ricavi del settore ammontano a 1.962,6 milioni di euro, in aumento del +26,1% rispetto ai 1.556,3 milioni di euro del primo semestre 2024. L'incremento del fatturato è riconducibile all'incremento dei prezzi di energia elettrica e gas, e alla variazione del perimetro per il consolidamento di EGEA Energie del gruppo EGEA Holding a far data dal 1° gennaio 2025.

Il Margine Operativo Lordo ammonta a 147,7 milioni di euro in aumento del + 6,5% rispetto ai 138,5 milioni di euro del primo semestre 2024, tenuto conto del contributo positivo di EGEA Energie, consolidata a far data dal 1° gennaio 2025.

Il Risultato Operativo ammonta a 71,4 milioni di euro, in flessione del -9% rispetto ai 78,4 milioni di euro del primo semestre 2024. Nel corso del periodo si sono registrati maggiori ammortamenti per circa 9 milioni di euro e maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per circa 5 milioni di euro.

		Primo semestre 2025	Primo semestre 2024	Variaz. %	
Ricavi	€/mil.	1.962,6	1.556,3	26,1	
Margine operativo lordo	€/mil.	147,7	138,5	6,5	
% sui ricavi		7,5%	8,9%		
	da Energia Elettrica	€/mil.	70,5	60,3	17,0
	da Gas	€/mil.	72,6	71,8	1,2
	da Calore e altri servizi	€/mil.	4,6	6,4	(27,1)
Risultato Operativo	€/mil.	71,4	78,4	(9,0)	
Investimenti		45,1	38,0	18,8	
Energia Elettrica Venduta	GWh	3.829,2	3.119,2	22,8	
Gas Acquistato	Mmc	1.235,6	1.250,5	(1,2)	
	Gas commercializzato dal Gruppo	Mmc	499,2	566,2	(11,8)
	Gas destinato ad usi interni	Mmc	732,2	652,9	12,2
	Gas in stoccaggio	Mmc	4,2	31,5	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica ammontano a 3.829,2 GWh, in aumento del +22,8% rispetto ai 3.119,2 GWh del primo semestre 2024.

Il mercato libero ammonta a 3.536,7 GWh in aumento del +16,7% rispetto ai 3.031 GWh del corrispondente periodo del 2024. L'incremento ha riguardato il segmento business le cui vendite sono risultate pari a 961,1 GWh in aumento del +31,1% rispetto ai 732,9 GWh del primo semestre 2024 e il segmento dei Retail e Small Business che ha registrato vendite per 1.902,5 GWh in aumento del +31,2% rispetto ai 1.449,9 GWh del corrispondente periodo del 2024.

Risulta invece in flessione il segmento dei grossisti che ha registrato vendite per 673,1 GWh in diminuzione del -20,6% rispetto agli 848,2 GWh del primo semestre 2024.

Il mercato della Maggior tutela ammonta a 41 GWh in flessione del -53,6% rispetto agli 88,2 GWh del primo semestre 2024 prevalentemente per effetto della liberalizzazione di quota parte del mercato.

Il Margine Operativo Lordo della vendita di energia elettrica risulta pari a 70,5 milioni di euro in aumento del +17% rispetto ai 60,3 milioni di euro del primo semestre 2024. La minor marginalità unitaria è stata più che compensata dai maggiori volumi venduti e dall'apporto positivo di EGEA Energie.

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

SBU Mercato – Commercializzazione Energia Elettrica-GWh

	Primo semestre 2025	Primo semestre 2024	Variaz. %
<i>Business</i>	961,1	732,9	31,1
<i>Retail e Small business</i>	1.902,5	1.449,9	31,2
<i>Grossisti</i>	673,1	848,2	(20,6)
Mercato libero	3.536,7	3.031,0	16,7
Mercato tutelato	41,0	88,2	(53,6)
Totale Energia elettrica commercializzata	3.577,7	3.119,2	14,7

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi acquistati ammontano a 1.235,6 Mmc in diminuzione del -1,2% rispetto ai 1.250,5 Mmc del primo semestre 2024. Il gas commercializzato a terzi dal Gruppo ammonta a 499,2 Mmc in diminuzione del -11,8% rispetto ai 566,2 Mmc commercializzati nel corrispondente esercizio.

Il gas impiegato per consumi interni al Gruppo ammonta a 732,2 Mmc, in aumento del +12,2 % rispetto ai 652,9 Mmc dell'esercizio 2024.

Il Margine Operativo Lordo della vendita gas ammonta a 72,6 milioni di euro, in aumento del +1,2% rispetto ai 71,8 milioni di euro del primo semestre 2024. I minori margini unitari e le minori quantità vendute a causa della minore propensione al consumo nel periodo invernale sono stati assorbiti dall'efficientamento dei costi operativi e dall'apporto positivo di EGEA Energie.

Altri servizi vendita

Gli Altri servizi vendita presentano un Margine Operativo Lordo di 4,6 milioni di euro, in flessione rispetto ai 6,4 milioni di euro del primo semestre 2024. La flessione del periodo è riconducibile al fatto che l'esercizio 2024 beneficiava ancora del superbonus minicondomini e progetto infissi, non più ripetibili.

Gli Investimenti della SBU Mercato ammontano a 45,1 milioni di euro, in aumento del +18,8% rispetto ai 38 milioni di euro del primo semestre 2024.

Altri servizi

Al 30 giugno 2025 i ricavi del settore, che comprende le attività dei laboratori di analisi, le telecomunicazioni e altre attività minori, ammontano a 15,8 milioni di euro e risultano in diminuzione del -12% rispetto ai 18 milioni di euro del primo semestre 2024.

		Primo semestre 2025	Primo semestre 2024	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	15,8	18,0	(12,0)
Margine operativo lordo	€/mil.	2,0	2,0	(3,5)
% sui ricavi		12,4%	11,3%	
Risultato Operativo	€/mil.	1,1	1,04	8,6
Investimenti	€/mil.	34,2	21,8	57,4

Il Margine Operativo Lordo ammonta a 2 milioni di euro e risulta allineato al primo semestre 2024.

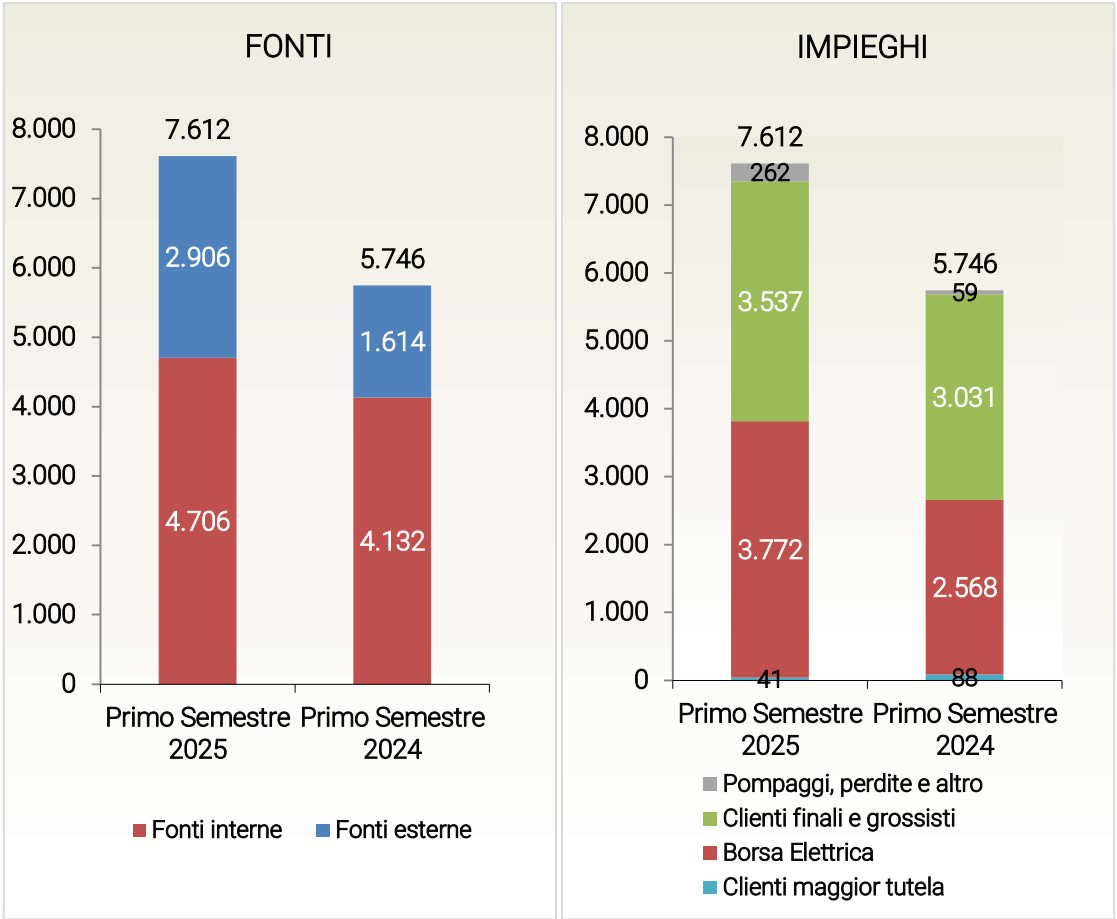
Gli Investimenti di periodo ammontano a 34,2 milioni di euro in aumento rispetto ai 21,8 milioni di euro del primo semestre 2024 e sono relativi principalmente a sistemi informativi e immobili.

Bilanci Energetici

Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Primo semestre 2025	Primo semestre 2024	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda del Gruppo	4.706,3	4.131,5	13,9
a) Idroelettrica	753,6	691,1	9,0
b) Fotovoltaico, eolico e altre rinnovabili	154,1	144,6	6,6
c) Cogenerativa	2.555,9	2.473,5	3,3
d) Termoelettrica	1.003,1	593,0	69,2
e) Produzione da WTE e discariche	239,6	229,4	4,5
Acquisto da Acquirente Unico	45,1	97,1	(53,6)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	2.665,3	1.181,4	(*)
Acquisto energia da grossisti e importazioni	195,4	335,9	(41,8)
Totale Fonti	7.612,1	5.745,9	32,5

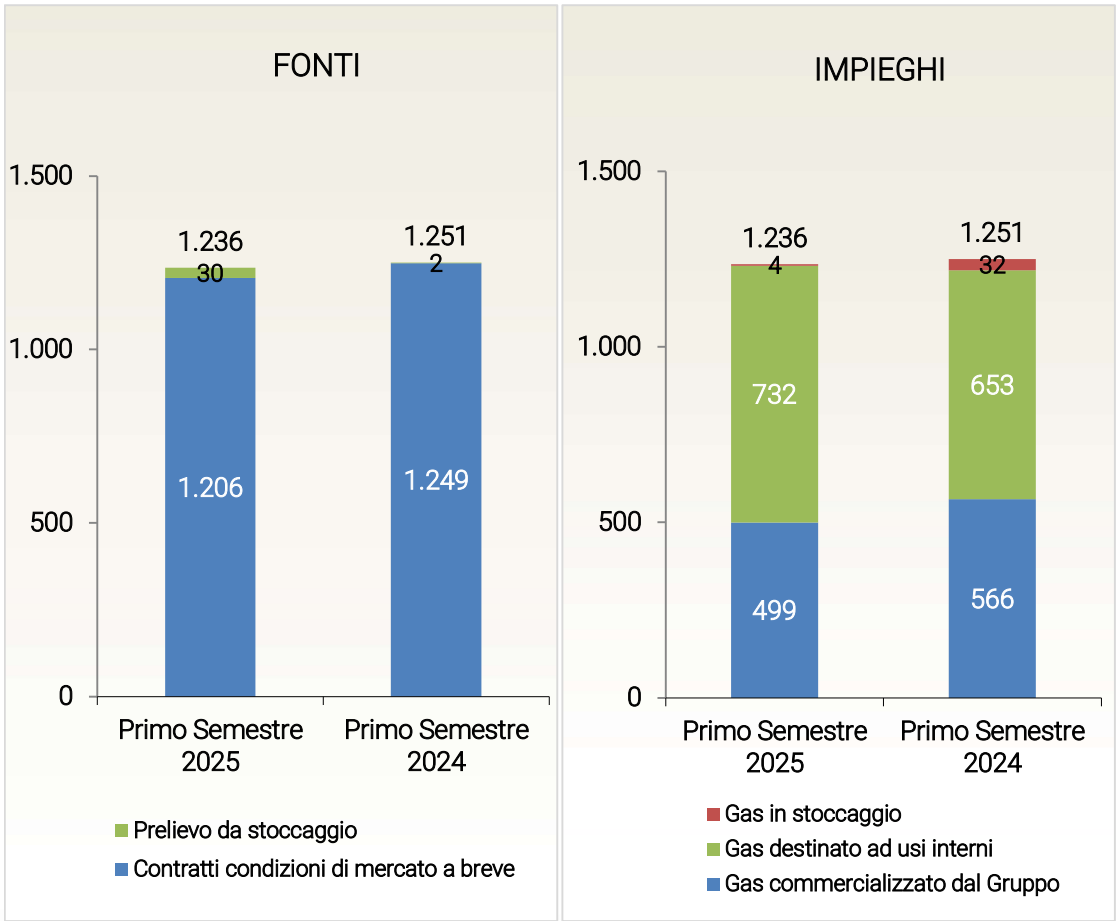
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	41,0	88,2	(53,5)
Vendite a clienti finali e grossisti	3.536,7	3.031,0	16,7
Vendite in Borsa Elettrica	3.772,3	2.568,1	46,9
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	262,1	58,7	(*)
Totale Impieghi	7.612,1	5.745,9	32,5



Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primo semestre 2025	Primo semestre 2024	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni mercato a breve	1.205,9	1.249,0	(3,5)
Prelievi da stoccaggio	29,7	1,6	(*)
Totale Fonti	1.235,6	1.250,5	(1,2)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	499,2	566,2	(11,8)
Gas destinato ad usi interni (1)	732,2	652,9	12,1
Gas in stoccaggio	4,2	31,5	(*)
Totale Impieghi	1.235,6	1.250,5	(1,2)

(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 2025 si è progressivamente ridotta e infine azzerata la cosiddetta “inversione” della curva dei tassi di interesse — fenomeno per cui i tassi a breve termine risultavano superiori a quelli di medio-lungo termine — presente fin dall’inizio del 2024. A partire da marzo, la curva dei tassi ha infatti ripreso un andamento tradizionale, con i livelli dei tassi a breve termine inferiori rispetto a quelli a medio-lungo termine.

L’evoluzione dei tassi riflette l’impatto delle pressioni inflazionistiche e delle conseguenti manovre di politica monetaria attuate e attese. Da inizio anno, la Banca Centrale Europea ha proseguito la politica di riduzione dei tassi di interesse, adottando quattro interventi da 25 punti base ciascuno nelle riunioni di gennaio, marzo, aprile e giugno; il tasso ufficiale di deposito si attesta attualmente al 2,0%.

Infine, analizzando il tasso Euribor a sei mesi, si evidenzia un valore pari al 2,1%, mentre le quotazioni dei tassi fissi, rappresentate dai livelli dell’*Interest Rate Swap* (a 5-10 anni), si collocano nell’intervallo tra il 2,3% e il 2,6%.

Attività svolta

Nel corso del periodo 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.

Bond ibrido

Come riportato nei “Fatti di rilievo del periodo”, il 16 gennaio 2025 Iren S.p.A. ha collocato il suo primo “Bond Ibrido”, dal valore nominale di 500 milioni di euro, emesso in una singola tranche per l’intero ammontare; la data di regolamento è stata il 23 gennaio 2025. Come stabilito nei relativi termini e condizioni, si tratta di uno strumento finanziario non convertibile, subordinato, perpetuo ed esigibile solo in caso di scioglimento o liquidazione della Società.

La cedola fissa annuale, pagabile annualmente in via posticipata nel mese di aprile a partire da aprile 2025, è pari al 4,5% e sarà corrisposta fino alla prima reset date del 23 aprile 2030. A partire da tale data, salvo che non sia stato interamente rimborsato, il titolo maturerà un interesse pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni, incrementato di un margine iniziale di 221,2 punti base. Il margine aumenterà di 25 punti base a partire dal 2035 e di ulteriori 75 punti base dal 2050, per un importo cumulato di 100 punti base.

Il prezzo di emissione è stato fissato al 99,448% e, dunque, il rendimento effettivo alla prima *reset date* è pari al 4,625% annuo. I titoli, destinati a investitori qualificati, sono quotati sul mercato regolamentato della Borsa Irlandese (Euronext Dublin) e agli stessi è stato assegnato da parte delle agenzie Standard & Poor’s Global Ratings e Fitch Ratings un rating BB+, oltre a un equity content pari al 50%.

Green Bond e Programma EMTN

Nel corso del semestre si è conclusa positivamente la fase di allocazione dei *proceeds* dei due Green Bond emessi nel 2024 (il quinto e il sesto per il Gruppo) per 1 miliardo di euro, su progetti sostenibili, con un impatto misurabile e positivo per l’ambiente, nel rispetto delle tempistiche previste dal Sustainable Financing Framework (SFF) e in base alle migliori market practice. In linea con le guidelines inserite nel SFF, l’agenzia di certificazione DNV ha rilasciato, per ciascun green bond, la relativa Second Party Opinion senza alcun rilievo.

Inoltre, in data 23 luglio è avvenuto il rinnovo annuale del Programma EMTN, che costituisce la piattaforma attraverso cui il Gruppo potrà effettuare future emissioni obbligazionarie, con estensione del relativo plafond a 5 miliardi di euro dai 4 miliardi precedenti.

Per la prima volta, il Prospetto di Base del Programma è stato approvato da CONSOB e ha ottenuto il giudizio di ammissibilità alla quotazione sul MOT (Mercato Telematico delle Obbligazioni) da parte di Borsa Italiana, con possibilità di *passporting* su altra piazza europea.

Attività di Liability Management

Nell’ottica di una gestione attenta e proattiva delle fonti di finanziamento in essere, al fine di efficientare la liquidità e la struttura di capitale del Gruppo, nel corso del semestre Iren S.p.A. ha proceduto a rimborsare in via anticipata finanziamenti *Term Loan* di tipo *KPI-Linked* per un importo complessivo pari a 250 milioni di euro.

Nell’ambito del Gruppo, a far data dal 1° gennaio 2025 sono entrate nel perimetro di consolidamento le Società del gruppo EGEA Holding, con posizioni di finanziamento a medio-lungo termine per complessivi 165 milioni di euro.

Al fine di ottimizzare la struttura finanziaria di Gruppo, nell'ottica di centralizzazione del debito come previsto da policy intercompany, nel primo semestre si è proceduto all'estinzione anticipata della quasi totalità delle posizioni, per complessivi 161 milioni di euro.

Al 30 giugno 2025, pertanto, il debito a medio-lungo termine in capo alle società del gruppo EGEA Holding ammonta a residui 4 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario da finanziamenti, che non include le passività relative ai lease iscritte in applicazione dell'IFRS 16, al termine del periodo è costituito al 26% da prestiti e al 74% da obbligazioni; si evidenzia inoltre che l'89% del debito totale è finanziato da fondi di tipo *sustainable*, coerenti con il *Sustainable Finance Framework* di Iren, come i Green Bond e i prestiti il cui tasso di interesse è legato (*linked*) a Key Performance Indicators di natura ESG.

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

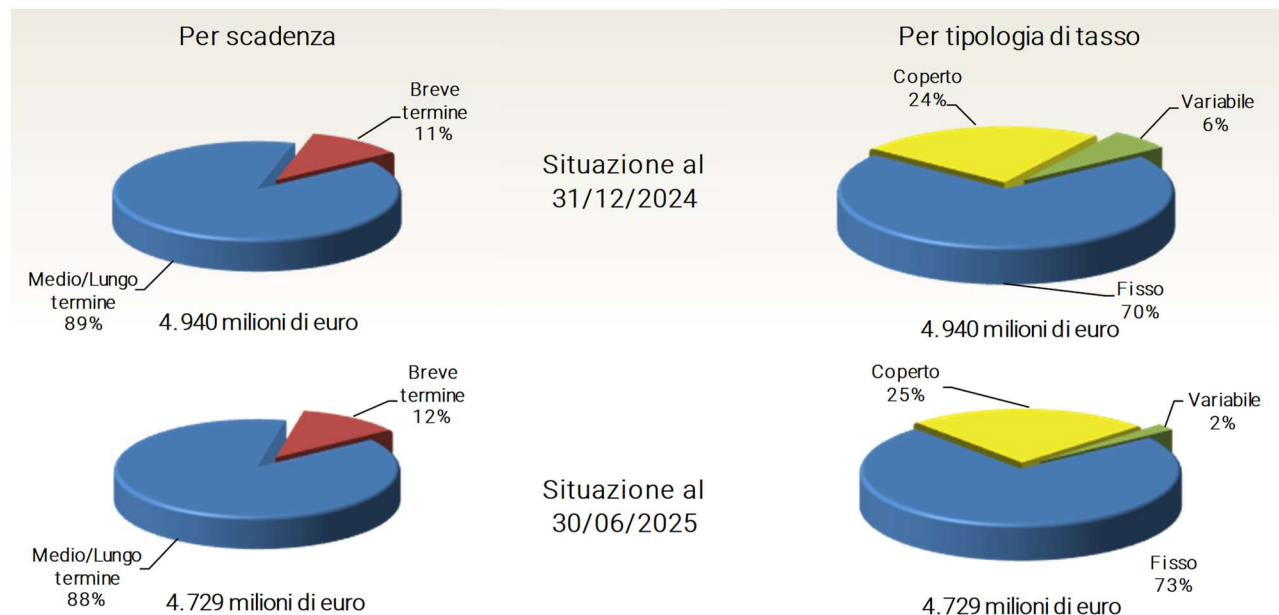
Nell'ambito delle attività di *Liability Management* sono stati ristrutturati tre contratti di *Interest Rate Swap* per un nozionale complessivo di 150 milioni di euro e sono stati estinti due contratti di *Interest Rate Swap* per un valore di mercato positivo di complessivi 56 migliaia di euro.

Inoltre, con il consolidamento delle società del gruppo EGEA Holding, si sono aggiunti 15 contratti di *Interest Rate Swap* con Mark to Market positivo al 1° gennaio 2025 pari a 5,1 milioni di euro, a copertura di 60,6 milioni di debito da finanziamenti e di 3 milioni di debito per un contratto di leasing. Nel primo semestre 2025, in coerenza con l'estinzione anticipata delle posizioni di finanziamento, sono state estinte le relative coperture: al 30 giugno 2025, risulta in essere un solo contratto di *Interest Rate Swap* (a copertura del debito per un contratto di *leasing*) con Mark to Market positivo di 42 migliaia di euro.

Al termine del periodo la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti derivati è pari al 2% dell'indebitamento finanziario da finanziamenti, in linea con l'obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un'adeguata protezione da significativi rialzi del tasso di interesse.

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

La composizione dell'indebitamento finanziario da finanziamenti per scadenza e per tipologia di tasso, confrontata con la situazione al 31 dicembre 2024, è riportata nel seguente grafico.



Rating

Il Gruppo Iren detiene i ratings:

- “BBB” con Outlook “Stable” per il merito di credito a lungo termine con l’agenzia Standard & Poor’s Global Ratings (S&P);
- “BBB” con Outlook “Stable” per il merito di credito a lungo termine con l’agenzia Fitch Ratings.

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

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

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

A sostegno del profilo di liquidità del Gruppo e del livello di rating, oltre alle disponibilità liquide correnti e assimilate a servizio delle prossime scadenze entro i dodici mesi, Iren dispone di complessivi 625 milioni di euro, comprensivi di:

- linee di finanziamento a medio lungo termine sottoscritte e disponibili ma non utilizzate (425 milioni di euro);
- linee di credito committed di tipo Sustainability-Linked revolving credit facility (RCF), sottoscritte a dicembre 2023 con Unicredit e BPER (200 milioni di euro).

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione

Rinnovo del Programma EMTN

Iren ha rinnovato il proprio Programma EMTN (Euro Medium Term Notes), funzionale all'emissione di titoli obbligazionari, incrementando l'ammontare massimo da 4 a 5 miliardi di euro.

Il 23 luglio 2025 il Prospetto informativo relativo al Programma è stato per la prima volta approvato da CONSOB e ha ottenuto il giudizio di ammissibilità alla quotazione sul Mercato Telematico delle Obbligazioni (MOT) da parte di Borsa Italiana.

Il Programma ha ricevuto il giudizio "BBB" da parte delle agenzie di rating Fitch Ratings e S&P Global Ratings.

Evoluzione prevedibile della gestione

In un contesto macroeconomico complesso e molto incerto causato da tensioni geopolitiche, i rischi principali con potenziale impatto sui risultati del Gruppo sono due: l'andamento dei tassi di interesse legato alle dinamiche macroeconomiche e la volatilità del prezzo delle commodity.

La seconda parte dell'anno sarà caratterizzata dal proseguimento degli investimenti previsti a Piano Industriale destinati primariamente all'efficientamento delle reti di distribuzione energetiche e idriche, allo sviluppo dell'attività di raccolta dei rifiuti e di capacità di generazione da fonte rinnovabile.

Nei prossimi mesi, ci attendiamo inoltre l'incremento dei ricavi tariffari legati ai business regolati, sostenuti dagli investimenti, ed un recupero della marginalità degli impianti di trattamento rifiuti.

Le aspettative relative alla filiera energetica sono per una minore produzione idroelettrica rispetto agli straordinari volumi registrati l'anno scorso, in parte compensata da un incremento delle produzioni termoelettriche. I margini della BU Mercato sono attesi stabili, pur in un contesto competitivo molto sfidante, al quale il Gruppo risponde con una strategia di fidelizzazione dei clienti ad alto valore.

I risultati complessivi del Gruppo sono attesi in linea con le previsioni già comunicate con la presentazione dei risultati del primo trimestre 2025.

Rischi e incertezze

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

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

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

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

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

La Cyber Risk Policy, la Climate Change Risk Policy e il Tax Control Model sono stati adottati nel 2020 a seguito dell'approvazione del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A., mentre le altre Policy hanno subito nel tempo alcune revisioni sostanziali per adeguarle ai vigenti modelli organizzativi e all'evoluzione dei fattori di rischio.

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

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

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

La Direzione Risk Management si occupa:

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

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

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

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

1. Rischi Finanziari

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

a) Rischio di liquidità

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

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

Per limitare l'esposizione al rischio di credito sono adottati diversi 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.

Vengono inoltre realizzate cessioni pro-soluto "rotative" con riferimento ai crediti commerciali relativi a fatture di clienti retail che non utilizzano la domiciliazione bancaria per i loro pagamenti.

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.

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 stimando le relative perdite attese determinate su base prospettica, tenendo in debita considerazione la serie storica.

Il controllo sui rischi di credito è inoltre rafforzato dalle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure. Inoltre, su base trimestrale, viene prodotta una reportistica di Gruppo con l'evoluzione dei crediti commerciali delle società del Gruppo in termini di tipologia della clientela, stato del contratto, filiera di business e

fascia di ageing. La valutazione del rischio credito è effettuata sia a livello consolidato sia a livello di Business Unit e società. Alcune delle suddette valutazioni sono effettuate a intervalli inferiori al trimestre o su specifica esigenza.

3. Rischio energetico

Il Gruppo Iren è esposto al rischio prezzo, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, titoli di emissione ambientale, ecc., dal momento che sia gli acquisti che le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette commodity direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione.

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

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

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

4. Rischi ESG e da cambiamenti climatici

Il Gruppo Iren ha integrato nell'ambito del sistema di Enterprise Risk Management la valutazione dei rischi ESG, definendo anche una specifica Risk Policy dedicata ai rischi da cambiamenti climatici, che assumono una rilevanza sempre crescente per le organizzazioni. Tale integrazione rappresenta un approccio strategico e di governance fondamentale per garantire la resilienza a lungo termine. La gestione dei rischi ESG, tra cui quelli connessi al cambiamento climatico, infatti, è uno dei fattori essenziali ai fini della definizione della rilevanza degli impatti generati e subiti, anche in chiave prospettica di medio-lungo termine, migliorando la capacità di anticipare e rispondere alle evoluzioni del contesto.

Inoltre, essi incidono sulla salute del Pianeta, con stime di effetti rilevanti già nel medio termine. Tutte le aziende, e in particolare quelle operanti in settori significativamente esposti come il Gruppo Iren, devono necessariamente considerare l'analisi dei rischi da cambiamento climatico come un fattore emergente e determinante nella definizione delle proprie strategie di medio e lungo periodo.

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

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

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

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

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

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

Gli scenari climatici presi in considerazione nell'analisi sono lo scenario RCP 2.6 (che prevede una forte mitigazione tesa a mantenere il riscaldamento globale ben sotto i 2°C rispetto ai livelli preindustriali con il contestuale raggiungimento degli obiettivi definiti dall'Accordo di Parigi), lo scenario RCP 4.5 (considerato dal Gruppo Iren il più rappresentativo dell'attuale contesto climatico e politico globale) che prevede un allentamento degli obiettivi rispetto allo scenario RCP 2.6 e una stabilizzazione delle emissioni al 2100 a circa il doppio dei livelli preindustriali, e lo scenario RCP 8.5 (comunemente associato all'espressione "Business-as-usual", o "Nessuna mitigazione"), che non prevede l'adozione di particolari misure di contrasto e una crescita delle emissioni ai ritmi attuali. I dati socio-economici, invece, sono principalmente basati sugli scenari NetZero Emissions by 2050 Scenario (NZE) e Stated Policies Scenario (STEPS) dell'International Energy Agency. Il

modello di valutazione adottato dal Gruppo consente di quantificare la variazione delle variabili economico-finanziarie, tramite specifici KPI, per quegli asset che potenzialmente risultano maggiormente esposti ai rischi da cambiamento climatico.

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

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

5. Rischi fiscali

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6. Rischi operativi

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

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

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

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

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

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

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

In particolare, si evidenziano:

a. Rischi normativi e regolatori

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

b. Rischio impianti

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

c. Rischi informatici

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

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

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

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

7. Rischi strategici

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

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

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

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

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

Rapporti con parti correlate

La Procedura in materia di operazioni con parti correlate ("Procedura OPC"), pubblicata sul sito Iren (www.gruppoiren.it), è stata approvata e adottata dal Consiglio di Amministrazione, allora in carica, in data 28 giugno 2021, con efficacia dal 1° luglio 2021, previo parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate ("COPC", interamente composto da Amministratori indipendenti). In ottemperanza all'art. 16 della Procedura OPC, il Consiglio di Amministrazione in carica nel mandato 2022-2024, acquisito il parere positivo espresso al riguardo dal COPC in carica nello stesso triennio, ha approvato l'aggiornamento della stessa Procedura OPC con deliberazione assunta il 18 dicembre 2024, fissando la decorrenza della relativa efficacia dal 1° gennaio 2025. Tale aggiornamento, si evidenzia, è stato funzionale, da un lato, a dare corso alla previsione contenuta nel citato art. 16 della Procedura OPC (il quale, tra l'altro, dispone di procedere in tal senso con cadenza almeno triennale, termine in scadenza nel 2024) e, dall'altro, a un costante efficientamento della gestione e del presidio delle operazioni con parti correlate di Iren. Si precisa, infine, come il testo (aggiornato) della Procedura OPC, in data 4 febbraio 2025, sia stato affinato con talune precisazioni di natura non sostanziale, applicando il relativo art. 16.2.

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;
- delle disposizioni di cui all'art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il "Testo Unico della Finanza" ovvero "TUF") e ss.mm.ii. nonché di quanto previsto dal Regolamento (UE) n. 596/2014 in materia di abusi di mercato.

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

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

Questi, in estrema sintesi, prevedono:

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

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

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

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

Quadro normativo e regolatorio

Il presente capitolo riporta i principali provvedimenti normativi e regolatori (nuove norme o modifiche a norme preesistenti) intervenuti nel primo semestre 2025 in relazione ai settori di operatività, oltre al perimetro delle concessioni e degli affidamenti in capo al Gruppo Iren.

Quadro europeo

Il 26 febbraio 2025 la Commissione Europea ha pubblicato le sue prime importanti iniziative del proprio mandato:

- il **Clean Industrial Deal**, che definisce la strategia proposta dalla Commissione per sostenere l'industria e difendere la competitività dell'UE pur mantenendo l'impegno verso gli obiettivi del Green Deal (in particolare decarbonizzazione e circolarità);
- l'**Affordable Energy Act**, che descrive in dettaglio quali misure la Commissione proporrà per ridurre i costi energetici sia per i cittadini che per l'industria;
- una proposta legislativa "**Omnibus**" volta a semplificare le regole di rendicontazione incluse nella Tassonomia dell'Unione Europea per le attività economiche sostenibili, il reporting di sostenibilità aziendale (CSRD) e la direttiva sulla due diligence sulla sostenibilità aziendale (CSDDD) e una proposta legislativa per semplificare il meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM).

Risoluzione del Parlamento europeo del 7 maggio 2025 sulla strategia europea sulla resilienza idrica

Il Parlamento Europeo a maggio ha approvato una risoluzione che invita la Commissione e gli Stati membri a definire una strategia ambiziosa per la resilienza idrica, chiedendo che l'acqua venga riconosciuta come una priorità politica strategica, ponendola al centro delle politiche ambientali, economiche e sociali dell'Unione, con una gestione della risorsa idrica che sia sostenibile, integrata e digitalizzata.

Le principali priorità evidenziate riguardano la promozione del riuso delle acque reflue, la riduzione dell'inquinamento da sostanze chimiche, lo sviluppo di sistemi intelligenti di irrigazione e allerta e investimenti mirati nelle aree più vulnerabili.

Quadro nazionale

GAS

Reti gas

Del. 28/2025/R/gas e Del. 111/2025/R/gas – Ulteriori disposizioni e modifiche in relazione al Meccanismo di responsabilizzazione delle imprese distributrici sul delta IN-OUT

In relazione al meccanismo semplificato di responsabilizzazione delle imprese distributrici sul delta IN-OUT, ossia la differenza tra i volumi immessi ai city gate e quelli prelevati dai clienti finali ai punti di riconsegna della rete di distribuzione, introdotto con Del. 386/2022/R/gas, l'Autorità con Del. 28/2025/R/gas ha definito:

- (i) le modalità di ripartizione della penalità in caso di DSO (Gestori dei sistemi di distribuzione) sottesi;
- (ii) una misura transitoria per cui, nelle more del completamento degli interventi programmati dal Gestore del Sistema Informativo Integrato con impatti sulla determinazione del delta IO, le imprese di distribuzione possono comunicare all'RdB i valori dei prelievi di gas (OUT) attesi per quei city gate cui sono allacciati Punti di Riconsegna a cui è stato attribuito, nell'ambito del bilancio di trasporto, un prelievo non corretto. Inoltre, l'Autorità ha definito che la penalità è applicata all'impresa di distribuzione che gestisce l'impianto nel momento in cui si effettua il calcolo della medesima. Con del. 111/2025/R/gas è stato tuttavia precisato che in caso di avvicendamenti a seguito di gara la ripartizione della penalità tra i DSO è effettuata in base al periodo di competenza.

Del. 87/2025/R/gas - Ottemperanza alle sentenze del consiglio di stato, sezione seconda, nn. 10185/2023, 10293/2023, 10294/2023, 10295/2023 e 1450/2024 in materia di tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale

In relazione al procedimento avviato con del. 231/2024/R/gas, con la del. 87/2025/R/gas l'Autorità ha ottemperato alle sentenze del Consiglio di Stato, tra cui la n. 10293/2023 riguardante Ireti Gas, che hanno confermato l'annullamento in parte della del. 570/2019/R/gas, con riferimento alla determinazione dei costi operativi per il servizio di distribuzione per il periodo di regolazione 2020-2025.

La delibera ha confermato gli orientamenti illustrati nel documento di consultazione 427/2024/R/gas definendo per tutte le classi di imprese di distribuzione (grandi, medie, piccole) nuovi valori (più elevati) dei costi operativi unitari riconosciuti nel primo anno del periodo regolatorio (2020) e nuovi valori di tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti (X-factor) validi per il periodo 2020-2025 (inferiori per le imprese grandi e medie).

La delibera ha anche introdotto, per le imprese di grandi dimensioni, la possibilità di presentare istanza per la definizione di un X-factor personalizzato inferiore rispetto a quello stabilito per la generalità delle imprese appartenenti allo stesso cluster.

In attuazione delle disposizioni della del. 87/2025/R/gas si sono verificati i seguenti ulteriori passaggi regolatori attuativi:

- **Del. 98/2025/R/gas - Rideterminazione di tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas, per gli anni dal 2010 al 2023:** per gli anni 2020-2023 sono stati rideterminati ai sensi della del. 87/2025 i valori dei costi operativi riconosciuti per la generalità delle imprese appartenenti ai tre cluster dimensionali (grandi, medie, piccole);
- **Det. DINE 1/2025 - Modalità applicative del meccanismo di aggiustamento dei ricavi ammessi per l'applicazione del tasso di riduzione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di distribuzione specifico per impresa (articolo 45 della RTDG) (pubbl. 27/03/2025):** definisce le modalità di presentazione delle istanze ed i criteri applicativi per la determinazione dell'X-factor personalizzato;
- **Del. 260/2025/R/gas - Determinazioni sulle istanze di ammissione al meccanismo di aggiustamento dei ricavi ammessi per l'applicazione del tasso di riduzione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di distribuzione specifico per impresa (articolo 45 della RTDG):** con la delibera sono state approvate le istanze di accesso al meccanismo di definizione di un X-factor personalizzato, tra cui anche quella presentata da IRETI.

Del. 130/2025/R/com - Revisione dei criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas. Definizione di parametri comuni ai servizi soggetti alla regolazione ROSS

Con il provvedimento l'Autorità approva la revisione dei criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e gas, prevedendo l'adozione dell'indice IPCA-Ita in sostituzione dell'indice del deflatore degli investimenti fissi lordi e definendo, per la distribuzione gas, i criteri di raccordo per allineare le finestre temporali di riferimento a quelle della regolazione della distribuzione energia elettrica.

Del. 221/2025/R/gas - Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il sesto periodo di regolazione. Proroga delle disposizioni del TUDG per gli anni 2026 e 2027

Il provvedimento prevede l'avvio di 2 procedimenti distinti:

- la proroga dell'attuale regolazione (5° periodo regolatorio) agli anni 2026 e 2027, sia con riferimento alla regolazione tariffaria sia con riferimento alla regolazione della qualità;
- la definizione del quadro regolatorio per il nuovo periodo (6° periodo regolatorio) a valere dall'anno 2028, con la possibile applicazione dei criteri ROSS-base per le imprese di maggiori dimensioni e la possibile attivazione di un'applicazione sperimentale già nel 2027.

Del. 222/2025/R/gas - Revisione della disciplina del codice di rete tipo per il servizio di distribuzione del gas naturale (CRDG), in tema di garanzie e di pagamenti

Il provvedimento prevede la razionalizzazione della disciplina delle garanzie, a tutela dell'impresa di distribuzione, previste dal Codice di Rete della Distribuzione Gas e ridefinisce tempi di emissione delle fatture di vettoramento e i termini di pagamento per gli utenti della distribuzione. In particolare, la delibera aggiorna le modalità con cui i distributori di gas naturale devono richiedere e gestire le garanzie finanziarie da parte degli utenti della rete e vengono introdotte nuove regole per la gestione dei pagamenti tra operatori, con l'obiettivo di migliorare la trasparenza e ridurre i rischi di insolvenza.

Del. 252/2025/R/gas – Interventi straordinari ed urgenti in materia di attività di misura sulla rete di trasporto del gas naturale in esito alla prima applicazione dei corrispettivi per il mancato rispetto dei livelli di servizio e conseguenti modifiche alla RMTG

La Regolazione del servizio di Misura sulla rete di Trasporto del Gas naturale (RMTG), introdotta con Del. 512/2021/R/gas, prevede un sistema di corrispettivi a carico delle imprese di distribuzione in caso di mancato rispetto degli standard definiti in relazione all'attività di metering presso le cabine ReMi a partire dal 2024. Il provvedimento è stato recepito nell'aggiornamento del Codice di Rete di Snam Rete Gas e affinato con successivi provvedimenti.

Con la Delibera in oggetto sono state adottate misure urgenti per risolvere o attenuare le criticità emerse dal monitoraggio dei livelli di servizio e dei relativi corrispettivi economici applicati per il 2024, anche al fine di mitigare eventuali impatti eccessivamente penalizzanti. Tra i principali correttivi introdotti, si individuano i seguenti: (i) introduzione di un tetto massimo ai corrispettivi economici applicati per ciascun impianto, da applicarsi anche per il 2024; (ii) in relazione all'indicatore E, le misure a zero, ove considerate nel campo valido di misura, lo sono anche se rilevate su intervalli temporali inferiori all'ora.

Mercato gas

Riempimento stoccaggi Anno Termico 2025-2026

La **Del. 45/25** in attuazione del **DM 30 gennaio 2025** (avvio anticipato delle procedure di allocazione della capacità) in continuità con quanto disciplinato per il precedente Anno Termico 23/24 prevede:

- che i costi dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio non siano applicati agli utenti dello stoccaggio ma siano coperti attraverso il meccanismo di equilibrio finanziario delle imprese di stoccaggio (art. 28 RAST);
- che, ai fini della copertura dei quantitativi di gas per la gestione dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio, possano essere utilizzati i quantitativi ancora disponibili presso le giacenze di stoccaggio approvvigionati dal responsabile del bilanciamento;
- che, nel caso in cui al termine del mese di ottobre 2025, la giacenza dell'utente in stoccaggio risulti inferiore rispetto alla minima (comma 17.1 RAST), l'impresa di stoccaggio applichi il corrispettivo maggiore tra quello di cui al comma 26.1 RAST e 1,5€/MWh, commisurato all'onere finanziario non sostenuto nel caso di mancato riempimento della capacità conferita;
- di dare mandato alle imprese di stoccaggio di organizzare le aste prevedendo dei lotti di capacità fino a 1.000 milioni di smc;
- che la capacità eventualmente assegnata in violazione del regolamento 2023/4271 rientri nella disponibilità dell'impresa di stoccaggio per il conferimento, fermo restando il pagamento dei corrispettivi dovuti.

Con la **Del. 150/25** l'Autorità stabilisce che alle giacenze al 31 ottobre 2025 sia applicato un premio di giacenza alle capacità conferite per l'anno termico 2025-2026, fino al raggiungimento del 90% di riempimento degli stoccaggi. Il criterio di calcolo del premio di giacenza è sulla base della differenza tra una stima dell'onere finanziario connesso all'immobilizzazione di gas in stoccaggio e il differenziale tra la quotazione del prodotto con consegna nel periodo invernale e quella del prodotto con consegna nel periodo di iniezione, calcolato al momento della procedura di conferimento.

ENERGIA ELETTRICA

Mercato elettrico

L'aggiornamento **DM CACER del 28 febbraio 2025 - Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile** prevede:

- estensione ambito misura finanziata dal PNRR ai comuni con popolazione entro i 50.000 abitanti (in precedenza la norma prevedeva entro i 3.000);
- maggiore flessibilità dei tempi di entrata in esercizio degli impianti: completamento dei lavori entro il 30 giugno 2026, entrata in esercizio entro 24 mesi dalla data di completamento dei lavori e comunque non oltre il 31 dicembre 2027;
- possibilità di richiedere un anticipo fino al 30% del contributo (in precedenza sino al 10%).

Aggiornamenti su TIDE – Testo Integrato Dispacciamento Elettrico

Con la **Del. 128/25** l'Autorità estende la remunerazione sulla mancata produzione, derivante dall'erogazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere impartito da Terna, al prezzo zonale del Mercato del Giorno Prima a tutte le FRNP (Fonti Rinnovabili Non Programmabili). Tale previsione ha decorrenza dal 1° aprile 2025 e confluirà nel TIDE a partire dalla fase di consolidamento (dal 1° febbraio 2026), abrogando così la precedente delibera ARG 5/10 che prevedeva tale remunerazione solo sulla mancata produzione eolica. La mancata produzione corrisponde all'energia producibile che sarà determinata dal GSE per tipo di FRNP (estendendo quanto già era in essere per il comparto eolico).

La **Del. 227/25 - modifiche al TIDE e modalità di attuazione FER X transitorio** fa seguito ai precedenti documenti di consultazione n.50/25 e n.129/25.

Di seguito si riportano le decisioni finali dell'Autorità in merito alle modifiche al TIDE (DCO 50/25):

- in merito alla precedente proposta di approvvigionamento di riserva primaria (Frequency Containment Reserve) dopo MGP, seguita anche da una proposta di Terna, l'Autorità ritiene necessari ulteriori approfondimenti per valutare se l'approvvigionamento della FCR debba avvenire prima o dopo MGP anche alla luce dell'evoluzione del quadro regolatorio europeo;
- confermato il periodo transitorio della durata di due anni per il passaggio all'approvvigionamento della FCR completamente a mercato (dal 2028), con fabbisogno minimo da approvvigionare a mercato pari al 10% del Fabbisogno obbligatorio di cui al Regolamento europeo SOGL (sugli scambi tra TSO, operatori della trasmissione) che verrà gradualmente ridotto da agosto 2026;
- devono essere rese note da Terna agli operatori le evidenze sul contesto in cui il servizio di modulazione straordinaria a scendere viene attivato da Terna con le motivazioni di tali attivazioni, per garantire che tale servizio venga utilizzato solo in assenza di altre risorse;
- è prevista la comunicazione obbligatoria della *baseline* delle Unità Virtuali Abilitate Zonali da parte del BSP, l'operatore del servizio di bilanciamento (con la facoltà dello stesso, Terna, di correggere la baseline sulla base dei dati di misura disponibili in fase di *settlement*);
- è confermata la ripartizione degli intervalli di fattibilità delle Unità Virtuali Abilitate Nodali a cura del BSP con possibile correzione di Terna in caso di non coerenze con i vincoli tecnici delle unità sottostanti;

- sul tema della pubblicazione del modello della rete rilevante a livello nodale Terna evidenzia che in quanto soggetto critico potrebbero derivare rischi dalla divulgazione sui dati sensibili dei propri asset; ARERA, nelle more di ulteriori approfondimenti, sospende la pubblicazione del modello di rete almeno sino al 31 dicembre 2026.

Per quanto riguarda, invece, gli esiti del DCO 129/25 circa le modalità di attuazione del DM FER X transitorio viene definita la baseline rilevante per il calcolo dell'energia producibile ai fini dell'erogazione dell'incentivo, per gli impianti abilitati, in caso di prezzi zionali nulli o negativi o di tagli della produzione. Per le unità abilitate singolarmente si considera il programma base per unità FRNP all'interno di aggregati in cui l'energia di modulazione coincide con quella producibile calcolata dal GSE (ai sensi della del. 128/25).

Terna – Disciplina MACSE - Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico

Con riferimento alla Disciplina MACSE si segnalano i seguenti aggiornamenti:

- è stata comunicata la data della prima asta batterie con consegna 2028: 30 settembre 2025;
- Il documento dei fabbisogni pubblicato da Terna individua a livello nazionale 10 GWh al 2028 (allocati prevalentemente al sud) con 0 GWh per le zone Nord e Centro Nord;
- infine, Terna pubblica una consultazione in cui propone due metodologie alternative (descritte in maniera qualitativa) per dimensionare il fabbisogno di capacità di accumulo approvvigionabile tramite il MACSE. Infine, precisa che batterie elettrochimiche e pompaggi necessitano di due fabbisogni distinti per la loro diversità tecnologica.

Piattaforme di Bilanciamento europee

Con il DCO Terna coordinamento MSD – PICASSO, Terna avvia la consultazione, in data 8 maggio 2025, per il riavvio della partecipazione della stessa alla Piattaforma europea di scambio di riserva secondaria (la c.d. aFRR- *automatic Frequency Restoration Reserve*). Le proposte riguardano:

- l'individuazione di un fabbisogno di aFRR elastico al prezzo oltre una certa soglia di potenza, in linea con quanto consentito dalla Decisione ACER 08/2024, quale misura di mitigazione individuata con del. 60/24 che chiudeva l'istruttoria sui prezzi anomali di sbilanciamento;
- la possibilità per gli operatori di condivisione su PICASSO anche di semibande di aFRR non precedentemente riservate in MSD/MB (cd. *Free-bids*);
- il riavvio dell'operatività su Picasso per fine luglio 2025.

Infine, il DCO Terna coordinamento MSD – MARI è una consultazione avviata il 16 giugno 2025 funzionale alla prima connessione alla Piattaforma MARI per lo scambio di riserva secondaria lenta (mFRR – *manual Frequency Restoration Reserve*) con attivazione prevista per fine settembre 2025.

Retail

DL 19/2025 ("DL Bollette")

Il Decreto Legge 19/2025, varato dal Consiglio dei Ministri e pubblicato in G.U. il 28 febbraio 2025, stanZIA 3 miliardi di euro a sostegno di famiglie (1,6 miliardi) e imprese (1,4 miliardi). Tra le misure principali:

- è stato incrementato il sistema di bonus sociali prevedendo un contributo straordinario di 200 euro, aggiuntivo rispetto ai bonus ordinari, da erogare alle famiglie con ISEE fino a 25.000 euro. Tale contributo aggiuntivo è stato erogato direttamente in bolletta nel corso delle emissioni tra aprile e luglio 2025;
- viene prevista la possibilità per i clienti vulnerabili di richiedere di essere riforniti nell'ambito del Servizio a Tutele Graduali per i clienti domestici non vulnerabili. Inoltre, tutti i clienti già forniti nell'ambito del Servizio a Tutele Graduali che dovessero, nel corso del corrente periodo di assegnazione del Servizio, acquisire la qualifica di cliente vulnerabile continueranno ad essere serviti nel medesimo Servizio fino alla fine del periodo di assegnazione dello stesso, fermo restando la loro facoltà di concludere in ogni momento un nuovo contratto;
- sono state previste agevolazioni per le forniture di energia elettrica ai clienti non domestici in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, tramite l'azzeramento per un semestre della componente ASOS degli oneri generali di sistema;
- è stato dato mandato ad ARERA di intervenire con ulteriori disposizioni regolatorie per definire nuovi obblighi informativi che favoriscano la trasparenza e la confrontabilità delle offerte (sia a livello di processi contrattuali che pre-contrattuali).

Impianti di Produzione elettrica

Permitting

Il DM del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) 21 giugno 2024 concernente l'individuazione delle aree idonee è stato oggetto di diverse sentenze dei TAR regionali che ne hanno messo in discussione l'impianto complessivo. Di seguito si elencano le sentenze o ordinande rilevanti:

- al netto della Sardegna e del Friuli Venezia Giulia, le Regioni fino ad ora hanno rinviato legiferazione su "Aree Idonee" in attesa dell'esito al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio;
- Il TAR Lazio, Roma, Sez. III con la sentenza n. 9155 ha annullato l'art. 7, commi 2 e 3, del "DM Aree Idonee". Il MASE ha 60 giorni per riscrivere il DM coerentemente con le indicazioni della sentenza – non ci sono effetti diretti su leggi Regionali già approvate (sospesi gli iter in corso delle altre regioni);

- TAR Lazio, Roma, Sez. III con sentenza n. 9157 ha sollevato questione di legittimità costituzionale dell'art. 5, commi 1 e 2, del DL Agricoltura. La Corte si riunirà a ottobre e deciderà a fine 2025/inizio 2026;
- TAR-Lombardia: sentenza n. 1825/2025 sul decreto della giunta regionale XII/2783 2024 Reg. Lombardia su agrivoltaico: è stato disposto l'annullamento del requisito soggettivo e oggettivo – non vi saranno effetti diretti su altre regioni, ribadendo i poteri statali sui principi fondamentali del settore, mentre le Regioni non possono introdurre limitazioni che non trovano fondamento nella legge nazionale.

Inoltre, La normativa di riferimento per gli iter autorizzativi, il D.Lgs 190/2024, ha ricevuto un'ulteriore implementazione con il DL 21 maggio 2025 n.73 ("DL Infrastrutture"), attraverso il quale sono state normate le c.d. "aree di accelerazione", prevedendo che esse vengano individuate in base alle aree idonee "ope legis" (art. 20 comma 8 del D.Lgs. 199/2021) e che le Regioni sottopongano a Valutazione Ambientale Strategica i Piani Aree di Accelerazione FER entro il 31 agosto 2025. La tempistica costringe le Regioni a coordinare leggi Aree Idonee con tali piani.

Reti elettriche

Concessioni Distribuzione energia elettrica

La legge del 30 dicembre 2024, n. 207 (Legge di Bilancio 2025) ha introdotto importanti novità in tema di concessioni della distribuzione elettrica. L'obiettivo principale dell'intervento normativo è migliorare la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza della rete, contribuendo alla transizione energetica e alla decarbonizzazione, in linea con gli obiettivi dell'Unione Europea per il 2050. La legge stabilisce che i distributori possono presentare Piani Straordinari di Investimento aventi ad oggetto il miglioramento della resilienza e l'affidabilità delle reti, l'aumento della capacità di integrazione della generazione distribuita, il potenziamento delle infrastrutture di rete e la difesa delle stesse.

La legge delinea un iter per la valutazione e l'approvazione dei piani straordinari che prevede la collaborazione tra il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, il Ministero dell'Economia e delle Finanze, l'ARERA, la Conferenza Unificata e le Commissioni Parlamentari.

L'approvazione di detti piani potrà comportare una rimodulazione delle concessioni in essere in termini di durata con un limite massimo di vent'anni, dietro versamento da parte dei distributori di oneri concessori (oneri di rimodulazione), computati nel capitale investito soggetto ad ammortamento e remunerazione.

Nell'ambito dell'iter che porterà alla pubblicazione di un decreto interministeriale, che dovrà definire i termini e le modalità per la presentazione dei Piani e per la loro successiva valutazione e approvazione, l'Autorità ha avviato un procedimento di consultazione per la formulazione ai ministeri di proposte inerenti i piani straordinari e la determinazione degli oneri di rimodulazione:

Con la Del. 237/2025/R/eel - Avvio di procedimento per l'adozione della proposta sui piani straordinari di investimento pluriennale ai fini della rimodulazione delle concessioni di distribuzione di energia elettrica e sui criteri di determinazione dei relativi oneri, l'Autorità ha individuato e separato due procedimenti:

- a) per l'adozione della proposta sui piani straordinari di investimento pluriennale e sui criteri per la determinazione degli oneri conseguenti alla connessa rimodulazione della durata delle concessioni in essere, affrontato nel DCO 238/2025/R/eel;
- b) per la definizione di disposizioni puntuali per le modalità di inclusione nelle tariffe di rete dei suddetti oneri di rimodulazione, che dovrà concludersi entro marzo 2026.

Con il Documento di consultazione 238/2025/R/eel - Orientamenti per la proposta dell'Autorità sui piani straordinari di investimento pluriennale ai fini della rimodulazione delle concessioni di distribuzione dell'energia elettrica e sui criteri per la determinazione dei relativi oneri sono stati posti in consultazione i seguenti temi:

- durata della rimodulazione: prevista una durata superiore a 10 anni, ma comunque non oltre i 20 anni come stabilito dalla legge e decorrenti dal 2031.
- finestra temporale dei piani: sono state previste due finestre temporali in cui è possibile presentare istanza di rimodulazione della concessione:
 - la prima entro sette mesi dalla pubblicazione del DM. In questo caso il piano straordinario copre il periodo 2027-2031;
 - la seconda entro gennaio 2028, in cui i distributori interessati possono presentare il piano straordinario 2029-2033.
- incremento degli investimenti:
 - per ottenere la proroga i distributori devono aumentare gli investimenti medi del piano straordinario rispetto al quinquennio 2020-2024;
 - l'incremento richiesto è pari a 10-20% se gli investimenti 2020-2024 hanno superato gli ammortamenti e 25-35% se sono stati inferiori;
- determinazione degli oneri: gli oneri per la rimodulazione delle concessioni saranno calcolati come percentuale dei ricavi ammessi a copertura dei costi di capitale.

Con la Del. 130/2025/R/com - Revisione dei criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas. Definizione di parametri comuni ai servizi soggetti alla regolazione ROSS l'Autorità approva la revisione dei criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas, prevedendo l'adozione dell'indice IPCA-Ita in sostituzione dell'indice del deflatore degli investimenti fissi lordi a valore dalle tariffe di riferimento 2025.

Nell'ambito dei procedimenti avviati con le del. 271/2021/R/com e 527/2022/R/com, l'Autorità ha attivato il **Documento per la consultazione 210/2025/R/com - Orientamenti per l'adeguamento di specifici istituti della regolazione ROSS base e linee di intervento per l'introduzione di strumenti regolatori propedeutici alla sperimentazione del ROSS integrale** con riferimento ad interventi sulla regolazione ROSS base per:

- l'affinamento dell'applicazione del tasso di capitalizzazione riconosciuto;
- la semplificazione dell'istituto Z-factor attraverso due proposte alternative: (i) richiesta adeguamento straordinario baseline una-tantum; (ii) attivazione Z-factor ex-post;
- l'introduzione graduale di strumenti regolatori finalizzati all'avvio della regolazione ROSS integrale in via sperimentale per il biennio 2026-2027, a partire da Trasporto Gas, Trasmissione energia elettrica e Distribuzione energia elettrica limitatamente a e-distribuzione, con presentazione di business plan.

RIFIUTI

Con riferimento al settore dei rifiuti, si segnalano i seguenti provvedimenti regolatori (ARERA):

Bonus sociale rifiuti

Delibera 133/2025/R/Rif

L'Autorità avvia il procedimento per il riconoscimento del bonus sociale rifiuti agli utenti domestici del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani in condizioni economico-sociali disagiate, a seguito della pubblicazione del DPCM 21 gennaio 2025 che ha individuato i Principi e i criteri per la definizione delle relative modalità applicative delle agevolazioni tariffarie.

Nello specifico ARERA ha disposto di definire le modalità applicative per il riconoscimento del bonus agli aventi diritto e le modalità di condivisione dei flussi informativi tra i soggetti coinvolti, disciplinare l'eventuale introduzione di meccanismi di gradualità nell'applicazione e definire le modalità di monitoraggio.

Documento di consultazione DCO240/2025/R/Rif nel quale sono descritte, tra l'altro, le proposte per i) l'individuazione dei beneficiari dell'agevolazione e le informazioni utili per il riconoscimento automatico; ii) l'individuazione delle modalità di trasmissione tra i soggetti coinvolti; iii) le modalità applicative per la quantificazione e l'erogazione e iv) gli obblighi informativi dei gestori dell'attività di gestione tariffe e rapporti con utenti.

Metodo tariffario rifiuti per il terzo periodo regolatorio (MTR-3)

Sono stati pubblicati nel primo semestre 2025 due documenti di consultazione (DCO 180/2025/R/rif e DCO249/2025/R/rif) per l'aggiornamento della metodologia tariffaria nel periodo 2026-2029.

Criteri di articolazione tariffaria agli utenti del servizio rifiuti

In merito, sono stati pubblicati nel primo semestre 2025 due documenti di consultazione (DCO179/2025/R/rif e DCO248/2025/R/rif) per la definizione del "TICSER- Testo integrato corrispettivi servizio gestione rifiuti".

Aggiornamento della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani

Nel periodo sono stati emessi due documenti di consultazione (DCO 147/2025/R/rif e DCO235/2025/R/rif) per l'aggiornamento della qualità tecnica, mediante l'estensione del set di indicatori a più profili nell'ambito della gestione dei rifiuti, dalla raccolta al trasporto e al trattamento delle filiere di rifiuto interessate (frazione indifferenziata, frazione organica e frazioni di imballaggio).

Unbundling Contabile

Infine, sono stati pubblicati due documenti di consultazione (DCO 146/2025/R/rif e DCO246/2025/R/rif) per l'introduzione di direttive per la separazione contabile ed amministrativa nel settore dei rifiuti urbani.

SERVIZIO IDRICO

Con riferimento al settore idrico, si segnalano i seguenti provvedimenti regolatori ARERA:

Schema tipo di bando di gara per affidamento del SII

A valle del DCO 245/2024 l'Autorità ha pubblicato, con DCO 123/2025, i propri orientamenti finali circa lo schema tipo di bando di gara per l'affidamento del Servizio Idrico Integrato. Le proposte riguardano principalmente a) gli obblighi informativi del bando, b) la coerenza tra contenuti del bando e disposizioni regolatorie vigenti, c) criteri di articolazione e valutazione delle offerte tecniche ed economiche. La delibera finale, attesa nel corso del 2025, entrerà in vigore dal 1° gennaio 2026.

Avvio procedimento modifica e aggiornamento disciplina su trasparenza documenti di fatturazione

Con delibera 122/2025 l'Autorità ha avviato il procedimento in oggetto, al fine di rafforzare il perseguimento degli obiettivi di trasparenza e maggiore comprensione delle informazioni a favore dell'utente finale, anche in considerazione delle importanti e diversificate innovazioni normative e regolatorie intervenute successivamente all'adozione della deliberazione 586/2012.

ALTRI TEMI TRASVERSALI

Incentivi – Sviluppo FER

Il **DM FER X transitorio – in vigore dal 28 febbraio 2025** è il meccanismo che sostiene la realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato. Il provvedimento, che supporta tecnologie come il fotovoltaico, l'eolico, l'idroelettrico e i gas residuati dai processi di depurazione, avrà validità fino al 31 dicembre 2025. In sintesi, gli aspetti principali del meccanismo:

- previsione di incentivare, mediante aste competitive 14,65 GW di impianti rinnovabili con Potenza maggiore di 1 MW, di cui il contingente dedicato al fotovoltaico è 10 GW;
- possibilità di iscrizione all'asta di un massimo del 95% della potenza complessiva dell'impianto (il 5% resterà *merchant* - vi è la possibilità di iscrivere anche una singola frazione della potenza complessiva);
- è consentita l'entrata in esercizio degli impianti entro 36 mesi (al massimo più ulteriori 15 mesi con decurtazione tariffaria di -0,2%/mese per i primi 9 mesi e -0,5%/mese per gli ultimi 6 mesi);
- valutazione accelerata dei progetti di potenza maggiore a 10 MW, con il ruolo di facilitatore ricoperto dal GSE nel processo di rilascio dell'autorizzazione unica;
- incentivazione mediante accesso diretto per impianti con potenza inferiore a 1 MW. Per gli impianti di potenza inferiore a 200 kW, il GSE eroga una tariffa onnicomprensiva (TO). Per gli impianti di potenza superiore a tale limite, o per quelli sotto i 200 kW che ne facciano richiesta, la tariffa viene erogata con CFD (*Contract for difference*) tra il prezzo di aggiudicazione e il prezzo di MGP. Inoltre, si prevede l'adeguamento del prezzo di aggiudicazione all'inflazione;
- obbligo di abilitazione a MBR (Mercato per il Bilanciamento e Ridispacciamento) per gli impianti di potenza superiore a 1 MW;
- previsione dell'erogazione dell'incentivo sull'energia producibile dall'impianto (e non effettivamente prodotta) in caso di prezzi zionali nulli o negativi o di tagli della produzione (modulazione straordinaria a scendere) disposti da Terna solo se l'impianto è abilitato (gli impianti non abilitati perdono l'incentivo in caso di prezzo nullo/negativo);
- viene individuato per il Fotovoltaico: CAPEX 900 k€/MW- Prezzo minimo 65 €/MWh - Prezzo di esercizio 80€/MWh - prezzo massimo (base d'asta) 95 €/MWh.

Inoltre, sono state pubblicate le Regole Operative GSE per accesso alle procedure mediante aste competitive (per gli impianti di potenza superiore a 1 MW). È prevista la prima procedura di gara (post presentazione manifestazioni di interesse) a luglio 2025. ARERA ha posto in consultazione la definizione dei prezzi di aggiudicazione per gli impianti ad accesso diretto (di potenza inferiore a 1 MW).

Concessioni e affidamenti del Gruppo Iren

PRODUZIONE IDROELETTRICA

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

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

In relazione alle concessioni suindicate scadute al 31 dicembre 2010, relative a Valle Orco (Agnel - Serrù – Villa, Bardonetto – Pont, Ceresole – Rosone, Telessio - Eugio – Rosone, Rosone – Bardonetto, Valsoera – Telessio) e Po Stura-San Mauro, è stata presentata alla Regione Piemonte una proposta di *project financing*.

Con Deliberazione della Giunta Regionale del Piemonte del 17 aprile 2023 n.17/6747 è stata deliberata la fattibilità delle due proposte di *project financing* presentate da Iren Energia, ai sensi dell'articolo 183, comma 15 D. Lgs. 50/2016, aventi ad oggetto, rispettivamente, le Concessioni di grandi derivazioni idroelettriche scadute sull'asta del Torrente Orco e la Concessione scaduta di grande derivazione idroelettrica dell'impianto Po Stura - San Mauro.

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

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

La Regione Piemonte ha affidato a SCR Piemonte S.p.A le attività di predisposizione del capitolato e della documentazione di gara e della conseguente gestione per la ricerca di professionisti abilitati alla verifica ex art. 26 del D. Lgs n.50/2016 del progetto relativo alle proposte di project financing presentate da Iren Energia. Dette attività sono già state avviate dalla società SCR e sono tutt'ora in corso. Si è in attesa dell'indizione della gara.

DISTRIBUZIONE GAS NATURALE

Con decorrenza dal 1° gennaio 2023, a seguito di scissione, IRETI Gas è subentrata ad IRETI nella titolarità delle concessioni inerenti alla gestione del servizio di distribuzione del gas naturale presenti in particolare nei territori storici di operatività del Gruppo: gli Ambiti Genova1, Parma, Reggio Emilia e Piacenza2, in regime di prorogatio.

Area Ligure

Per quanto riguarda l'ATEM Genova1, in data 10 giugno 2025 Ireti Gas ha fornito alla Stazione Appaltante, su richiesta di quest'ultima, i dati di cui all'art. 5 DM 226/2011 aggiornati al 31 dicembre 2023 necessari per la predisposizione della gara per l'affidamento della nuova concessione.

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

Infine, IRETI Gas è concessionaria del servizio di distribuzione gas nei Comuni della Provincia di Savona Albenga e Ceriale.

Area Emiliana

Nell'ATEM di Reggio Emilia Ireti Gas ha già fornito alla Stazione Appaltante, su richiesta di quest'ultima, i dati necessari per la predisposizione della gara per l'affidamento della nuova concessione aggiornati al 31 dicembre 2023 e, entro la data del prossimo 8 agosto 2025, sarà fornito l'aggiornamento al 31 dicembre 2024.

La società è inoltre titolare delle concessioni della distribuzione del gas nei Comuni emiliani di Pontenure (ATEM Piacenza 2) e Solignano (ATEM Parma), nonché la gestione del borgo privato di Grazzano Visconti nel Comune di Vigolzone.

Area Piemontese

ASM Vercelli è titolare delle concessioni della distribuzione gas nei seguenti Comuni in Provincia di Vercelli: Albano Verellese, Carisio, Greggio, Olcenengo, Oldenico, San Germano Verellese-frazione Strella, Quinto Verellese, Tronzano Verellese e Villarboit.

Nell'ATEM di Vercelli, la Stazione Appaltante ha richiesto ad ASM i dati necessari per la predisposizione della gara per l'affidamento della nuova concessione, che sono stati forniti aggiornati al 31 dicembre 2023. In data 4 giugno 2025 si è tenuta una riunione del Tavolo Tecnico con la Stazione Appaltante e l'Advisor nominato, ed è in corso la richiesta di nuova riunione di detto Tavolo per dirimere taluni aspetti tecnici-amministrativi relativi all'impianto gestito.

Tramite Reti Metano Territorio (controllata al 100% da Egea Holding) il Gruppo è inoltre presente nell'ATEM Cuneo 3 – Comune di Alba e altri 42 Comuni della Provincia di Cuneo, gestiti in regime di prorogatio, in attesa che la Stazione Appaltante avvii l'iter per l'affidamento della nuova concessione.

Altre aree territoriali

Sempre tramite Reti Metano Territorio il Gruppo opera nella distribuzione gas nei seguenti ATEM:

- ATEM Lecco 1 – Comune di Calolziocorte;
- ATEM Milano 3 – Comune di Casarile;
- ATEM Monza e Brianza 1 – Comuni di Burano di Molgora e Vimercate;
- ATEM Monza e Brianza 2 – Comune di Besana in Brianza;
- ATEM Alessandria 3 – Comune di Acqui Terme (Acqui Rete Gas, partecipata al 50% da Reti Metano Territorio).

ENERGIA ELETTRICA

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

Iren è inoltre presente con DEA S.p.A., facente parte del gruppo della collegata ASTEA, che gestisce il servizio di distribuzione dell'energia elettrica in alcuni comuni dell'area marchigiana (Agugliano, Magliano di Tenna, Montelupone, Offida, Osimo, Polverigi, Recanati, Santa Maria Nuova) e abruzzese (Ortona, San Vito Chietino), oltre a Sanremo (Liguria, Provincia di Imperia) nonché, tramite la controllata ASPM, nel comune di Soresina (Lombardia, Provincia di Cremona).

Le concessioni in essere sono state definite con D. Lgs. 79/1999, il cui articolo 9 prevedeva che le imprese di distribuzione operanti alla data di entrata in vigore del provvedimento continuassero a svolgere il servizio sulla base di concessioni rilasciate dal Ministero competente (all'epoca il Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato, ora il MASE) e aventi scadenza entro il 31 dicembre 2030.

Il D.Lgs. 79/99 prevedeva inoltre che, non oltre il quinquennio precedente la medesima scadenza (31 dicembre 2025), il Ministro competente, sentita la Conferenza Unificata e l'Autorità, definisse le modalità, le condizioni e i criteri, ivi inclusa la remunerazione degli investimenti realizzati dal precedente concessionario, per le nuove concessioni da rilasciare alla scadenza del 31 dicembre 2030, previa delimitazione dell'ambito, comunque non inferiore al territorio comunale e non

superiore a un quarto di tutti i clienti finali, e che detto servizio fosse affidato sulla base di gare da indire, nel rispetto della normativa nazionale e comunitaria in materia di appalti pubblici.

Con la legge 30 dicembre 2024, n. 207 (Legge di Bilancio 2025), all'articolo 1, commi da 50 a 53, il legislatore ha previsto che, con decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) di concerto con il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), su proposta di ARERA, siano definiti i termini e le modalità per la presentazione da parte dei concessionari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica di piani straordinari di investimento pluriennale, dettagliando i fini e gli obiettivi minimi che i suddetti piani devono perseguire.

Con la Legge Bilancio 2025, l'affidamento delle concessioni decorrenti dal 1° gennaio 2031 tramite gara sarà dunque limitato ai casi in cui non vengano presentati o non vengano approvati i piani straordinari di investimento pluriennale: in tali casi, infatti, non sussistono i presupposti per una rimodulazione della durata delle concessioni.

Con DCO n. 238/2025/R/EEL, ARERA ha posto in consultazione quanto indicato nell'ambito del procedimento avviato con delibera 3 giugno 2025, 237/2025/R/eel, per l'adozione di provvedimenti funzionali alla proposta per la predisposizione del decreto di cui alla citata Legge di Bilancio. In data 23 maggio 2025 IRETI ha inviato ad ARERA le proprie osservazioni.

TELERISCALDAMENTO

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

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

Inoltre, mediante EGEA Holding e le società controllate dalla stessa, gestisce in convenzione il servizio del teleriscaldamento nei Comuni di Alba (Cuneo), Piossasco (Torino), Canale (CN), Acqui Terme (Alessandria), Cairo Montenotte (Savona), Carmagnola (TO), Bra (CN), Nizza Monferrato (Asti), Alessandria, Cortemilia (CN) e Narzole (CN).

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

Si segnala che, a seguito di procedura ad evidenza pubblica conclusasi con determinazione del Comune di Moncalieri n. 2727 del 20 dicembre 2024, Iren Mercato è concessionaria del pubblico servizio di teleriscaldamento nel territorio del Comune di Moncalieri per cinque anni a partire dal 1° gennaio 2025 (la stessa è stata anche concessionaria in via transitoria del medesimo servizio dal 1° novembre 2023 al 31 dicembre 2024).

Iren Energia, che fornisce calore ad Iren Mercato, è proprietaria degli impianti di produzione e delle infrastrutture di rete esistenti ed è parte di una Convenzione con il Comune per l'occupazione del suolo pubblico, oggi scaduta. Tale situazione di occupazione del suolo sta proseguendo in regime di *prorogatio* in attesa di determinazioni del Comune sulle modalità di nuova assegnazione o rinnovo. Allo stato sussiste la possibilità di rinnovo della concessione a Iren Energia.

SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

Area ligure

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

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

Iren Acqua è stata fusa per incorporazione nella stessa IRETI con efficacia 1° luglio 2025.

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

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

- Savonese Centro Ovest 1, nei comuni di Albissola Marina, Albissola Superiore, Quiliano, Vado Ligure, Celle Ligure, Noli, Spotorno, Bergeggi, Savona, Stella, Varazze;
- Savonese Centro Ovest 2 – Comuni di Altare, Cairo Montenotte, Carcare, Cengio.

Per quanto concerne la Provincia di Imperia, IRETI ha partecipato alla gara indetta in data 19 luglio 2024 dall'ATO Ovest Provincia di Imperia per la scelta del socio privato nella società Rivieracqua S.p.A. La gara è stata poi aggiudicata ad altro operatore economico e per l'effetto del subentro avvenuto con decorrenza 1° luglio 2025 il servizio idrico nei comuni di Camporosso, San Biagio della Cima, Perinaldo, Soldano, Vallebona, Isolabona, Vallecrosia, Dolceacqua, Seborga, Bordighera e Ventimiglia è stato trasferito al Gestore unico d'Ambito, la stessa Rivieracqua.

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

Area Emiliana

Il Gruppo gestisce il Servizio Idrico Integrato nelle Province di Reggio Emilia, Piacenza e Parma.

Nei predetti territori, la proprietà dei beni e delle reti relative al settore idrico è in capo a società interamente possedute da Enti pubblici, c.d. "società patrimoniali", rispettivamente per il Comune di Parma – Parma Infrastrutture, per l'ATO di Piacenza – Piacenza Infrastrutture (per il Comune capoluogo, Consorzio Val d'Arda e Consorzio Val Nure per altri comuni della Provincia di Piacenza) e AGAC Infrastrutture per l'ATO di Reggio Emilia. Queste società hanno messo le reti e gli asset a disposizione del Gruppo Iren sulla base di un contratto di affitto ed a fronte del pagamento di un canone annuo.

Bacino Territoriale di Reggio Emilia – la gestione del Servizio Idrico Integrato per la Provincia di Reggio Emilia, escluso il Comune di Toano, è in capo alla "Azienda Reggiana per la Cura dell'Acqua", in breve ARCA, partecipata al 60% dal socio pubblico AGAC Infrastrutture e al 40% da IRETI, socio privato operativo per l'affidamento del servizio nell'ATO3 Reggio Emilia fino al 31 dicembre 2043.

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

Bacino Territoriale di Piacenza – Per quanto concerne la gara bandita da ATERSIR nel 2022 per l'affidamento del Servizio Idrico Integrato per la Provincia di Piacenza, con Determinazione Dirigenziale n. 66 del 22 marzo 2024, ATERSIR ha aggiudicato a favore di IRETI la Procedura aperta per l'affidamento in concessione del servizio con decorrenza dal 1° gennaio 2025. In considerazione di tale affidamento, IRETI, in esecuzione delle previsioni del bando di gara, ha costituito in data 20 giugno 2024 la società operativa territoriale Iren Acqua Piacenza S.r.l., società alla quale sono stati conferiti beni, assets e risorse mediante atto di scissione parziale con scorporo del ramo d'azienda di IRETI del "Servizio idrico integrato di Piacenza" con efficacia dal 1° gennaio 2025. In data 19 dicembre 2024 è stata stipulata la Convenzione di gestione del servizio con decorrenza dal 1° gennaio 2025 e scadenza al 31 dicembre 2040.

Bacino Territoriale di Parma – la Convenzione stipulata con l'ATO di Parma fissava la scadenza dell'affidamento al 30 giugno 2025. La predetta scadenza risulta prorogata dalla Legge Regionale Emilia-Romagna n. 14/21 fino al 31 dicembre 2027.

Area Piemontese

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

La gestione è scaduta il 31 dicembre 2023. In merito, la Conferenza dell'Ente di Governo d'Ambito (EGATO2) non è stata in grado di deliberare sulla scelta del modello di gestione per mancanza del quorum e pertanto lo stesso Ente è stato interessato da un provvedimento di Commissariamento da parte della Regione Piemonte. L'incarico Commissariale si è concluso in data 28 febbraio 2025 con la pubblicazione del Decreto n. 1 di pari data ed avente come oggetto la "Scelta del modello di gestione ed avvio della procedura di affidamento del Servizio Idrico Integrato per l'Ambito Territoriale Ottimale 2 Piemonte alla Società in house BCV S.p.A.", che dispone:

- l'approvazione dell'affidamento "in house" quale modello di gestione del SII nell'ATO 2 Piemonte;
- di avviare il percorso e i procedimenti dettagliatamente descritti nel cronoprogramma per l'affidamento del SII all'interno dell'Ambito Territoriale Ottimale n. 2 "Biellese, Vercellese, Casalese" al gestore unico di ambito ai sensi dell'articolo 149-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006, individuato in BCV S.p.A.;
- il mancato rispetto delle milestones "conferimento delle reti – fase 1 e fase 2 – deliberazione", "elaborazione del PEF asseverato" e "aggiornamento del modello organizzativo del PdA" e l'eventuale mancata approvazione della Relazione ai sensi dell'art. 17, c. 2, del D. Lgs. N. 201 del 2022 entro i termini previsti nel Cronoprogramma comporterà l'immediata attivazione, a cura dell'Ente d'Ambito, delle procedure necessarie per il ricorso al modello dell'affidamento del servizio mediante procedura ad evidenza pubblica oppure ad una società mista il cui socio privato sia selezionato mediante procedura ad evidenza pubblica e il contestuale definitivo accantonamento della soluzione consistente nell'affidamento

“in house” del servizio. Tra gli adempimenti del cronoprogramma è riportata la sottoscrizione del contratto di finanziamento e acquisizione della disponibilità delle risorse per la liquidazione di ASM Vercelli.

Nell'anno 2025 la gestione del SII da parte di ASM Vercelli è pertanto stata operata in regime di prorogatio, la quale ragionevolmente proseguirà sino al completamento del percorso intrapreso dall'EGATO2, atto ad incaricare definitivamente il Gestore unico, sia con il modello in-house sia nell'eventualità che si debba ricorrere ad altri modelli con procedure ad evidenza pubblica.

A seguito dell'adozione del provvedimento commissariale di cui sopra, ASM Vercelli e IRETI, in data 8 aprile 2025, hanno depositato Ricorso al TAR Piemonte – Torino al fine di ottenere l'annullamento del Decreto sopra citato, recante “Scelta del modello di gestione ed avvio della procedura di affidamento del servizio idrico integrato per l'Ambito territoriale ottimale 2 Piemonte alla Società in house BCV S.p.A.”, nonché per l'annullamento di ogni atto presupposto, preparatorio, connesso, conseguente.

Ricorso al TAR è stato depositato anche dal Comune di Vercelli e da alcuni altri Comuni facenti parte dell'ATO2 “Biellesse, Vercellese, Casalese”.

Nel corrente mese di giugno da parte di ASM Vercelli e IRETI sono stati proposti e in via di notifica Motivi Aggiunti contro il provvedimento dell'EGATO n. 63 del 23 maggio 2025 di presa d'atto del Decreto del Commissario.

L'udienza per la discussione non è ancora stata fissata.

Il Gruppo gestisce altresì, dal punto di vista operativo tramite IRETI, i servizi di ciclo idrico nei comuni di Nizza e Canelli.

Il Gruppo gestisce, infine, tramite EGEA Acque (controllata da EGEA Holding) i servizi connessi al ciclo idrico integrato in 43 Comuni facenti parte dell'ATO4 “Cuneese”.

Le suddette gestioni sono scadute e la Conferenza d'Ambito ha affidato la gestione del servizio idrico integrato al Consorzio Gestori Servizi Idrici S.c.a.r.l. (COGESI), società a totale capitale pubblico, a partire dal 1° luglio 2019 e sino al 31 dicembre 2024. Attualmente EGEA Acque prosegue la gestione in regime di prorogatio nelle more della liquidazione del valore industriale residuo da parte di COGESI.

Area Siciliana (Enna)

AcquaEnna gestisce il servizio idrico integrato nell'ATO 5 Sicilia, relativo alla Provincia di Enna con scadenza della concessione al 19 novembre 2034.

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

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
Area Genovese	Convenzione ATO/gestore	16 aprile 2004/5 ottobre 2009	31 dicembre 2032
Reggio Emilia	Convenzione ATO/gestore	20 dicembre 2023	31 dicembre 2043
Parma	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	31 dicembre 2027
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	19 dicembre 2024	31 dicembre 2040.
Vercelli	Convenzione ATO/gestore	13 marzo 2006	31 dicembre 2023 (*)
La Spezia	Convenzione ATO/gestore	20 ottobre 2006	31 dicembre 2033
Enna	Convenzione ATO/gestore	19 novembre 2004	19 novembre 2034

(*) In prorogatio

GESTIONE SERVIZI AMBIENTALI

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

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
Reggio Emilia	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2004	31 dicembre 2011 (*)
Parma	Convenzione ATO/gestore	28 dicembre 2022	31 dicembre 2037
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	28 dicembre 2022	31 dicembre 2037
Torino (Comune)	Convenzione ATO/gestore	21 dicembre 2012	30 aprile 2034 (**)
Vercelli (Comune)	Convenzione Comune/gestore	22 gennaio 2003	31 dicembre 2028
Consorzio COVeVaR (comuni vercellese)	Contratto d'appalto con COVeVaR /ASM Vercelli - San Germano - RIMECO	1° gennaio 2022	31 dicembre 2029 prorogabile per ulteriori 12 mesi (***)
ATO rifiuti provincia di La Spezia (Comune di La Spezia)	Convenzione Comune/gestore	10 giugno 2005	31 dicembre 2028 (raccolta e spazzamento) 30 gennaio 2043 (smaltimento rifiuti)
ATO Toscana Sud	Convenzione ATO/gestore	28 marzo 2013	27 marzo 2033
Consorzio Ecologico Cuneese	Contratto d'appalto con San Germano	1° marzo 2024	28 febbraio 2031 (rinnovabile per ulteriori 2 anni + 1)
Comune di Selargius (Sardegna, CA)	San Germano - Servizi di igiene ambientale	1° marzo 2023	22 febbraio 2028 con possibile rinnovo sin al 31 gennaio 2031 (36 mesi)
Comune di Iglesias (Sardegna, SU)	Servizi di igiene urbana ed ambientale	1° settembre 2018	31 agosto 2028
Consorzio SEA	Appalto San Germano - Servizi di igiene urbana ed ambientale Bagnolo Piemonte-Barge-Bellino-Brondello-Brossasco-Cardè-Casteldelfino-Castellar-Cavallerleone-Crissolo-Envie-Faule-Fossano-Frassino-Gambasca-Isasca-Martiniana-Po-Melle-Monasterolo di Savigliano-Moretta-Murello-Oncino-Ostana-Paesana-Pagno-Polonghera-Pontechianale-Revello-Rifreddo-Ruffia-Saluzzo-Sampeyre- Sanfront-Savigliano-Scarnafigi-Torre San Giorgio-Valmala (ora incorporato in Busca) Venasca-Villanova-Solaro-Sant'Albano-Stura-Trinità-Genola	1° settembre 2028	31 agosto 2025 con eventuale proroga per un periodo non superiore a 6 mesi per affidamento nuovo appalto (28 febbraio 2026)

Gruppo Iren | Relazione sulla Gestione al 30 giugno 2025

Consorzio Bacino Rifiuti Astigiano (CBRA)	Contratto di appalto Consorzio CBRA/ATI (38% San Germano, 62% Asti Servizi Pubblici)	22 marzo 2024	6 ottobre 2026 rinnovabile per ulteriori 12 + 6 mesi (tot. 18 mesi) (****)
Comune di Ussana (Sardegna, SU)	Contratto appalto San Germano Servizi di igiene urbana	21 agosto 2024	20 agosto 2032
Consorzio bacino basso novarese	Contratto d'appalto San Germano- Servizio di raccolta, trasporto e conferimento a impianti di smaltimento di rifiuti urbani, spazzamento manuale e meccanizzato, pulizia aree mercatali, gestione isole ecologiche nei seguenti Comuni: Barenco-Bellinzago Novarese-Biandrate-Borgolavezzaro-Briona-Caltignaga-Cameri-Casalbeltrame-Casaleggio-Casalino-Casalvolone-Castellazzo-Cerano-Galliate-Garbagna-Granozzo-Landiona-Mandello-Marano-Mezzomerico-Momo-Nibbiola-Oleggio-Recetto-Romentino-S. Nazzaro Sesia-S.Pietro Mosezzo-Sillavengo-Sozzago-Terdobbiate- Tornaco-Treccate-Vaprio-Vespolate-Vicolungo-Villata-Vinzaglio	1° ottobre 2020	30 settembre 2029
Consorzio Covar 14	Contratto subappalto Teknoservice srl /San Germano Servizi di igiene urbana Moncalieri-La Loggia-Villastellone	1° febbraio 2022	31 maggio 2025 (proroga di 36 mesi al 30 novembre 2028)
STR (Consorzio Comuni Langhe e Roero)	Contratto d'appalto EGEA Ambiente/Comune di Alba (CN)	5 luglio 2021	4 luglio 2026
ACEM (consorzio comuni del Monregalese)	Contratto d'appalto EGEA Ambiente/Comuni di Cortemilia – Castelletto Uzzone (CN) – Guardiania CDR	1° marzo 2023	30 settembre 2025
CSEA (consorzio Comuni del fossanese)	Contratto d'appalto ATI (S. Germano, Coop Proteo ed EGEA Ambiente)/4 comuni del cuneese (quota EGEA 12,86%)	1° gennaio 2020	31 agosto 2025
Provincia di Imperia	Contratto d'appalto EGEA Ambiente con alcuni Comuni dell'imperiese (Andora, Cervo, Cesio, Chiusanico, Diano Arentino, Diano Castello, Diano Marina, Diano San Pietro, San Bartolomeo Al Mare, Stellanello, Testico, Villa Faraldi)	1° gennaio 2021	31 dicembre 2025
Comune di S. Giuliano Milanese	Contratto d'appalto ATI (AMSA, EGEA Ambiente) quota EGEA 16%)	1° gennaio 2020	30 settembre 2027
Marche Multiservizi spa	Contratto d'appalto EGEA Ambiente/Provincia di Pesaro	1° giugno 2021	31 dicembre 2025

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

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

(***). ASM Vercelli SpA 60,01%; San Germano SpA 20,78%; RIMECO soc. coop. 19,21%

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

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

L'affidamento complessivo delle due concessioni – affidate a seguito di gare pubbliche - riguarda 89 comuni: 43 nel bacino territoriale di Parma e 46 in quello di Piacenza. Le rispettive società di gestione sono Iren Ambiente Parma e Iren Ambiente Piacenza, subentrate a Iren Ambiente per la conduzione operativa del servizio.

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

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

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

San Germano svolge, in qualità di appaltatore, la propria attività principale di operatore della raccolta in più aree, fra le quali Sardegna, Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna.

SERVIZI AI COMUNI

A) Servizi ai Comuni soci

Comune di Torino

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

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

Comune di Genova

- Programma GEN-IUS: concessione per riqualificazione e servizi di manutenzione energetica di 32 edifici del Comune di Genova;
- Matitone di Genova: concessione di servizi mediante partenariato pubblico/privato, avente ad oggetto i servizi di prestazione energetica, riqualificazione, gestione e manutenzione energetica in regime di prestazione energetica garantita dell'edificio denominato "Il Matitone", sede degli uffici del Comune di Genova. La durata è di 15 anni (scadenza 14 aprile 2035);

B) Servizi ad altri Comuni

Iren Smart Solutions gestisce il servizio pubblico di illuminazione pubblica, anche mediante interventi di efficientamento degli impianti, in Piemonte (Cuneo e alcuni comuni del biellese), in Emilia-Romagna (Ventasso, Fidenza, Fiorenzuola, Rivergaro e Tizzano Val Parma) e Lombardia (Morbegno)

La Società fornisce il servizio di efficientamento energetico in alcuni comuni del Veneto (fra i quali Treviso, Cortina, San Donà di Piave, Monselice, Maserà, Casale sul Sile, Mortegliano, Musile, Noventa, Casier, Borgo Valbelluna, Scorzè, Martellago, Longarone, Ponte nelle Alpi, Limana, Codognè, Gradisca d'Isonzo, Manzano, Porpetto, Amaro, Cavazzo, Pasian di Prato, Tolmezzo, Verzegnis), Piemonte (fra i quali Cuneo, alcuni Comuni della Città Metropolitana di Torino), Emilia-Romagna (Castelnovo ne' Monti, Sorbolo Mezzani, Montechiarugolo, Medesano), Lombardia (Morbegno, Sulbiate, Ronco, Mezzago, Bellusco, Agrate, Burago) e Liguria (S. Margherita Ligure, Rapallo, Cogoleto, Sarzana, Santo Stefano Magra, Arcola). Inoltre, il Gruppo gestisce l'illuminazione pubblica a Vercelli (tramite ASM Vercelli) e Asti (tramite Asti Energia e Calore).

Infine, tramite Ardea (controllata al 100% da Egea Holding), viene gestito il servizio pubblico di illuminazione pubblica, anche mediante interventi di efficientamento degli impianti, in alcuni comuni del Piemonte (Savigliano, Alba, Santo Stefano Belbo, Nizza Monferrato, Canale, Verzuolo, Cherasco, Treiso, Centallo, Sommariva, Fossano, Envie, Chiusa Pesio, Govone, Priocca, Mondovì, Racconigi e Marene) e della Liguria (Camporosso).

SERVIZIO A TUTELE GRADUALI ENERGIA ELETTRICA

Asta Tutela Graduale per clienti domestici

Iren Mercato e Salerno Energia Vendite (SEV) sono risultate assegnatarie, mediante aste tenutesi nel 2024, di due lotti del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica, per un totale di circa 300 mila POD. I relativi clienti saranno gestiti dalla stessa SEV per il periodo dal 1° luglio 2024 al 31 marzo 2027:

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

Asta Tutela Graduale per clienti PMI

Similmente a quanto sopra, l'asta per l'assegnazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese si è tenuta nel 2024 e ha visto l'aggiudicazione ad Iren Mercato di tre lotti di seguito indicati, per un totale di circa 38 mila POD, che saranno gestiti dalla stessa per l'analogo periodo 1° luglio 2024 - 31 marzo 2027:

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

Personale

Al 30 giugno 2025 risultano in forza al Gruppo Iren 11.862 dipendenti, in aumento rispetto agli 11.311 dipendenti al 31 dicembre 2024, come risulta dalla seguente tabella, suddivisa fra Holding, Business Unit e gruppo EGEA Holding.

Società	Organico al 30.06.2025	Organico al 31.12.2024
Iren S.p.A.	1.138	1.150
IRETI e controllate	2.329	2.342
Iren Ambiente e controllate	5.875	5.875
Iren Energia e controllate	1.230	1.249
Iren Mercato e controllate	702	695
Gruppo EGEA Holding	588	-
Totale	11.862	11.311

Le variazioni nella consistenza dell'organico rispetto al 31 dicembre 2024 sono principalmente riconducibili:

- alla prosecuzione del piano di ricambio generazionale;
- al consolidamento delle società del gruppo EGEA Holding da gennaio 2025, per complessive 570 risorse.

Iniziativa giudiziaria del Dott. Signorini

In data 2 aprile 2025 il Dott. Signorini ha notificato a Iren il ricorso al Tribunale di Reggio Emilia, sezione lavoro, per impugnare il licenziamento irrogato in data 25 giugno 2024.

In relazione a tale vicenda ed alle valutazioni precedentemente effettuate da parte del Gruppo si rimanda a quanto indicato nel Bilancio Consolidato del Gruppo Iren al 31 dicembre 2024.

La Società, preso atto della notifica, sta coordinando le azioni da espletare, in considerazione del fatto che non sono intervenuti elementi significativamente diversi rispetto a quanto già considerato ai fini del sopracitato bilancio consolidato.



Bilancio consolidato e note illustrative

Prospetto della situazione patrimoniale – finanziaria

migliaia di euro

	Note	30.06.2025	di cui parti correlate	31.12.2024	di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Immobili impianti e macchinari	(1)	4.550.525		4.516.355	
Investimenti immobiliari	(2)	1.946		1.974	
Attività immateriali a vita definita	(3)	3.706.221		3.357.523	
Avviamento	(4)	272.387		247.273	
Partecipazioni contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	203.859		282.462	
Altre partecipazioni	(6)	9.008		8.723	
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	(7)	325.258		300.238	
Crediti commerciali non correnti	(8)	44.975	39.935	33.840	28.876
Attività finanziarie non correnti	(9)	137.434	37.936	124.756	37.998
Altre attività non correnti	(10)	117.660	1.082	131.668	1.081
Attività per imposte anticipate	(11)	414.155		389.533	
Totale attività non correnti		9.783.428	78.953	9.394.345	67.955
Rimanenze	(12)	72.423		84.033	
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	(13)	92.335		69.291	
Crediti commerciali	(14)	1.209.115	62.754	1.442.454	147.689
Attività per imposte correnti	(15)	19.573		14.474	
Crediti vari e altre attività correnti	(16)	439.688	233	298.717	155
Attività finanziarie correnti	(17)	554.042	12.246	580.646	6.682
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(18)	200.114		326.568	
Attività possedute per la vendita	(19)	12.929		790	
Totale attività correnti		2.600.219	75.233	2.816.973	154.526
TOTALE ATTIVITA'		12.383.647	154.186	12.211.318	222.481

migliaia di euro

	Note	30.06.2025	di cui parti correlate	31.12.2024	di cui parti correlate
PATRIMONIO NETTO					
Patrimonio netto attribuibile agli azionisti					
Capitale sociale		1.300.931		1.300.931	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		1.846.886		1.306.622	
Risultato netto del periodo		183.573		268.471	
Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti della controllante		3.331.390		2.876.024	
Patrimonio netto attribuibile alle minoranze		248.710		467.673	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(20)	3.580.100		3.343.697	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(21)	4.443.418		4.460.916	
Benefici ai dipendenti	(22)	83.051		81.495	
Fondi per rischi ed oneri	(23)	293.162		276.258	
Passività per imposte differite	(24)	126.278		116.857	
Debiti vari e altre passività non correnti	(25)	874.182	145	751.559	1
Totale passività non correnti		5.820.091	145	5.687.085	1
Passività finanziarie correnti	(26)	681.109	5.289	656.530	7.060
Debiti commerciali	(27)	1.422.454	28.238	1.787.198	42.841
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	(28)	2.913		88.983	
Debiti vari e altre passività correnti	(29)	402.865	502	353.693	107
Debiti per imposte correnti	(30)	98.089		12.743	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(31)	374.286		281.389	
Passività correlate ad attività possedute per la vendita	(32)	1.740		-	
Totale passività correnti		2.983.456	34.029	3.180.536	50.008
TOTALE PASSIVITA'		8.803.547	34.174	8.867.621	50.009
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		12.383.647	34.174	12.211.318	50.009

Prospetto di conto economico

migliaia di euro

	Note	Primo semestre 2025	di cui parti correlate	Primo semestre 2024 Rideterminato	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(33)	3.357.047	199.334	2.637.373	187.711
Altri proventi	(34)	128.554	4.881	60.237	3.131
Totale ricavi		3.485.601	204.215	2.697.610	190.842
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(35)	(1.387.289)	(904)	(909.191)	(919)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(36)	(1.003.170)	(19.905)	(813.218)	(17.080)
Oneri diversi di gestione	(37)	(58.227)	(5.532)	(48.048)	(5.305)
Costi per lavori interni capitalizzati	(38)	28.025		27.546	
Costo del personale	(39)	(338.703)		(318.944)	
Totale costi operativi		(2.759.364)	(26.341)	(2.061.855)	(23.304)
MARGINE OPERATIVO LORDO		726.237		635.755	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(40)	(350.009)		(321.301)	
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(41)	(44.774)		(34.224)	
Altri accantonamenti e svalutazioni	(41)	(5.144)		(1.053)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(399.927)		(356.578)	
RISULTATO OPERATIVO		326.310		279.177	
Gestione finanziaria	(42)				
Proventi finanziari		20.636	332	26.908	197
Oneri finanziari		(79.913)	(1)	(69.953)	(59)
Totale gestione finanziaria		(59.277)	331	(43.045)	138
Rettifica di valore di partecipazioni	(43)	(87)		2.027	
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	(44)	8.561		4.706	
Risultato prima delle imposte		275.507		242.865	
Imposte sul reddito	(45)	(82.650)		(73.161)	
Risultato netto delle attività in continuità		192.857		169.704	
Risultato netto da attività operative cessate	(46)	-		-	
Risultato netto del periodo		192.857		169.704	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti		183.573		148.041	
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	(47)	9.284		21.663	
Utile per azione ordinarie	(48)				
- base (euro)		0,14		0,12	
- diluito (euro)		0,14		0,12	

I dati comparativi del Primo Semestre 2024 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 Siena Ambiente. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo

		Primo semestre 2025	Primo semestre 2024 Rideterminato
migliaia di euro			
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)		192.857	169.704
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico			
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		34.017	16.094
- variazioni di fair value delle attività finanziarie		-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto		(318)	(955)
- variazione della riserva di traduzione		(3.509)	665
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		(8.766)	(3.336)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)	(49)	21.424	12.468
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico			
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)		-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto relativi ai piani per dipendenti a benefici definiti (IAS 19)		-	-
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		-	-
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)	(49)	-	-
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)		214.281	182.172
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti		205.187	160.328
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze		9.094	21.844

I dati comparativi del Primo Semestre 2024 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 Siena Ambiente. 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	Riserva copertura flussi finanziari	Riserva per strumenti di capitale	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate
31/12/2023 Rideterminato	1.300.931	133.019	111.093	12.758	-	993.655
Operazioni con i soci						
Dividendi agli azionisti						
Utile non distribuito			8.614			93.709
Acquisto azioni proprie						-
Variazione area di consolidamento						-
Cambio interessenze						1.571
Altri movimenti						(1.722)
Totale operazioni con i soci	-	-	8.614	-	-	93.558
Conto economico complessivo rilevato nel periodo						
Utile netto del periodo						
Altre componenti di Conto Economico complessivo				11.622		665
Totale conto economico complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	11.622	-	665
30/06/2024 Rideterminato	1.300.931	133.019	119.707	24.380	-	1.087.878

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale	Riserva copertura flussi finanziari	Riserva per strumenti di capitale	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate
31/12/2024	1.300.931	133.019	119.707	(32.301)	-	1.086.197
Operazioni con i soci						
Dividendi agli azionisti						
Utile non distribuito			10.625			93.227
Acquisto azioni proprie						-
Obbligazioni ibride perpetue					495.279	
Cedole relative a obbligazioni ibride perpetue						(4.218)
Variazione area di consolidamento						
Cambio interessenze						(76.497)
Altri movimenti						234
Totale operazioni con i soci	-	-	10.625	-	495.279	12.746
Conto economico complessivo rilevato nel periodo						
Utile netto del periodo						
Altre componenti di Conto Economico complessivo				25.123		(3.509)
Totale conto economico complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	25.123	-	(3.509)
30/06/2025	1.300.931	133.019	130.332	(7.178)	495.279	1.095.434

I dati comparativi al 30 giugno 2024 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 Siena Ambiente.

migliaia di euro

	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti	Patrimonio netto attribuibile alle minoranze	Totale Patrimonio netto
31/12/2023 Rideterminato	1.250.525	254.752	2.806.208	438.086	3.244.294
Operazioni con i soci					
Dividendi agli azionisti	-	(152.429)	(152.429)	(26.255)	(178.684)
Utile non distribuito	102.323	(102.323)	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	-	-	-
Variazione area di consolidamento	-	-	-	32.612	32.612
Cambio interessenze	1.571	-	1.571	(16.353)	(14.782)
Altri movimenti	(1.722)	-	(1.722)	1.260	(462)
Totale operazioni con i soci	102.172	(254.752)	(152.580)	(8.736)	(161.316)
Conto economico complessivo rilevato nel periodo					
Utile netto del periodo	-	148.041	148.041	21.663	169.704
Altre componenti di Conto Economico complessivo	12.287	-	12.287	181	12.468
Totale conto economico complessivo rilevato nel periodo	12.287	148.041	160.328	21.844	182.172
30/06/2024 Rideterminato	1.364.984	148.041	2.813.956	451.194	3.265.150

migliaia di euro

	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti	Patrimonio netto attribuibile alle minoranze	Totale Patrimonio netto
31/12/2024	1.306.622	268.471	2.876.024	467.673	3.343.697
Operazioni con i soci					
Dividendi agli azionisti	-	(164.619)	(164.619)	(12.022)	(176.641)
Utile non distribuito	103.852	(103.852)	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	-	-	-
Obbligazioni ibride perpetue	495.279	-	495.279	-	495.279
Cedole relative a obbligazioni ibride perpetue	(4.218)	-	(4.218)	-	(4.218)
Variazione area di consolidamento	-	-	-	65.626	65.626
Cambio interessenze	(76.497)	-	(76.497)	(281.662)	(358.159)
Altri movimenti	234	-	234	1	235
Totale operazioni con i soci	518.650	(268.471)	250.179	(228.057)	22.122
Conto economico complessivo rilevato nel periodo					
Utile netto del periodo	-	183.573	183.573	9.284	192.857
Altre componenti di Conto Economico complessivo	21.614	-	21.614	(190)	21.424
Totale conto economico complessivo rilevato nel periodo	21.614	183.573	205.187	9.094	214.281
30/06/2025	1.846.886	183.573	3.331.390	248.710	3.580.100

Rendiconto finanziario

migliaia di euro

	Primo semestre 2025	Primo semestre 2024 Rideterminato
A. Disponibilità liquide iniziali	326.568	436.134
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	192.857	169.704
Rettifiche per:		
Imposte del periodo	82.650	73.161
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(8.561)	(4.706)
Oneri (proventi) finanziari netti	59.277	43.045
Ammortamenti attività materiali e immateriali	350.009	321.301
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	88	(2.270)
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	44.774	34.224
Accantonamenti netti a fondi	111.976	85.682
(Plusvalenze) Minusvalenze	1.414	758
Erogazioni benefici ai dipendenti	(4.323)	(5.639)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(14.290)	(29.640)
Variazione altre attività non correnti	37.445	8.591
Variazione debiti vari e altre passività non correnti	47.142	4.849
Imposte pagate	(1.207)	-
Altre variazioni patrimoniali	88	94
Variazione rimanenze	14.771	(14.413)
Variazione attività derivanti da contratti con i clienti	(47.981)	(49.671)
Variazione crediti commerciali	277.252	89.441
Variazione crediti per imposte correnti e altre attività correnti	(101.059)	242.821
Variazione debiti commerciali	(443.349)	(459.438)
Variazione passività derivanti da contratti con i clienti	(86.070)	(62.613)
Variazione debiti per imposte correnti e altre passività correnti	(11.283)	66.739
Variazione esposizione su mercati per derivati commodities	22.194	(28.463)
B. Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa	523.814	483.557
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(392.765)	(345.018)
Investimenti in attività finanziarie	(1.150)	(178)
Realizzo investimenti	1.049	1.761
Acquisizione di società controllate al netto della cassa acquisita	13.112	9.352
Dividendi incassati	1.830	891
C. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di investimento	(377.924)	(333.192)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(177.018)	(37.323)
Emissione obbligazioni ibride	493.789	-
Cedole pagate a titolari di obbligazioni ibride	(5.550)	-
Acquisto quote di partecipazioni in imprese consolidate	(169.739)	-
Nuovi finanziamenti a lungo termine	70.000	500.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(451.879)	(35.821)
Rimborso debiti finanziari per leasing	(10.767)	(8.025)
Variazione altri debiti finanziari	(3.917)	(18.529)
Variazione crediti finanziari	9.879	(372.700)
Interessi pagati	(45.799)	(52.111)
Interessi incassati	18.657	7.106
D. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di finanziamento	(272.344)	(17.403)
E. Flusso monetario del periodo (B+C+D)	(126.454)	132.962
F. Disponibilità liquide finali (A+E)	200.114	569.096

I dati comparativi del Primo Semestre 2024 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*) della società Siena Ambiente. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

Note illustrative

Premessa

Iren S.p.A., è una società di diritto italiano, multiutility quotata alla Borsa Italiana, nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENIA. La Società ha sede in Italia, a Reggio Emilia in Via Nubi di Magellano 30. Nel corso del primo semestre 2025 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, Vercelli e Alba.

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, per il semestre chiuso al 30 giugno 2025, 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 consolidato semestrale abbreviato

La Relazione finanziaria semestrale del Gruppo Iren al 30 giugno 2025 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 2025 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 2024 e disponibile presso la sede sociale, la Borsa Italiana S.p.A. e sul sito Internet www.gruppoiren.it.

I principi contabili applicati nella predisposizione del bilancio semestrale abbreviato sono gli stessi adottati per la redazione del Bilancio dell'esercizio precedente, cui si rimanda per una loro trattazione, fatta eccezione per i principi e le interpretazioni adottati per la prima volta a partire dal 1° gennaio 2025 e illustrati nel successivo paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2025".

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 2024.

In linea con quanto precedentemente pubblicato, per la situazione patrimoniale-finanziaria la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente", con specifica separazione delle attività e passività cessate o destinate ad essere cedute. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei dodici mesi successivi alla chiusura del periodo.

Il Conto Economico è classificato in base alla natura dei costi. In aggiunta al Risultato Operativo, il prospetto di Conto Economico evidenzia il totale intermedio del Margine Operativo Lordo ottenuto sottraendo al totale ricavi il totale dei costi operativi.

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

Pubblicazione del bilancio

La Relazione Finanziaria Semestrale è stata autorizzata alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. nella riunione del 30 luglio 2025.

Utilizzo di valori stimati e assunzioni da parte del management

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

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

Si segnala inoltre che taluni processi valutativi complessi quali la determinazione di eventuali perdite di valore di attività non correnti, sono generalmente effettuati in modo completo solo in redazione del bilancio annuale, allorché 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 2025 il Gruppo ha verificato l'inesistenza di impairment trigger specifici con particolare riferimento agli avviamenti. Inoltre, non sono emersi indicatori di impairment relativamente a partecipazioni e assets.

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

Stagionalità

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

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

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2025

A partire dal 1° gennaio 2025 risultano applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e modifiche ai principi contabili, emanati dallo IASB e recepiti dall'Unione Europea.

Modifiche allo IAS 21 – Mancanza di convertibilità

Emesso in data 15 agosto 2023, apporta delle modifiche allo IAS 21, che non conteneva disposizioni esplicite per la determinazione del tasso di cambio. Le modifiche introducono i requisiti per stabilire quando una valuta è convertibile in un'altra valuta e quando non lo è. La modifica è applicabile a partire dal 1° gennaio 2025.

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

II. Principi di consolidamento

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

Società controllate

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

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

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

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

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

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

Società a controllo congiunto

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

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

Gli accordi a controllo congiunto si distinguono in 2 tipologie:

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

Società collegate (contabilizzate con il metodo del patrimonio netto)

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

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

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

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

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

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

Aggregazioni aziendali

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

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

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

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

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

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

Perdita del controllo

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

Transazioni eliminate nel processo di consolidamento

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

III. Area di consolidamento

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

Società Capogruppo:

Iren S.p.A.

Società consolidate con il metodo integrale

Sono consolidate integralmente le quattro società responsabili delle singole linee di business e le loro controllate dirette e indirette, oltre ad EGEA Holding, le cui controllate operano nei medesimi settori di riferimento del Gruppo.

1) Iren Ambiente e le società da questa controllate:

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

2) Iren Energia e le società da questa controllate:

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

3) Iren Mercato e le società da questa controllate:

- Alegas
- Atena Trading
- Salerno Energia Vendite

- 4) IRETI e le società da questa controllate:
- ACAM Acque
 - Acquaenna
 - ASM Vercelli
 - Consorzio GPO
 - Iren Laboratori
 - Iren Acqua Piacenza
 - Iren Acqua Reggio
 - Iren Acqua e la controllata:
 - o Iren Acqua Tigullio
 - IRETI Gas
 - Nord Ovest Servizi
- 5) EGEA Holding e le società da questa controllate:
- EGEA Ambiente e le controllate:
 - o Olmo Bruno
 - o Sisea
 - Ardea
 - Capo dell'Acqua
 - Edis
 - EGEA New Energy
 - TLRNet e le controllate:
 - o Acqui Energia
 - o Alessandria Calore
 - o Bra Energia
 - o Carmagnola Energia
 - o Monferrato Energia
 - o SEP
 - o Telenergia
 - o Valbormida Energia
 - EGEA Energie
 - EGEA Acque e la controllata:
 - o Tecnoedil Lavori
 - Reti Metano Territorio

La variazione area di consolidamento integrale per il primo semestre 2025 è dovuta all'acquisizione del controllo della società EGEA Holding e delle sue controllate dirette e indirette. Per maggiori dettagli su tale operazione si rimanda al successivo capitolo IV. Aggregazioni aziendali.

Dal punto di vista della variazione intercorsa negli assetti partecipativi di società controllate, si segnala che il 20 febbraio 2025 IRETI ha perfezionato l'acquisizione del restante 40% del capitale sociale di Iren Acqua, detenuto da F2i SGR.

Nel corso del periodo hanno inoltre avuto efficacia operazioni societarie che, pur non comportando variazioni dell'area di consolidamento, hanno determinato una modifica della struttura partecipativa del Gruppo: in data 1° gennaio 2025 hanno infatti avuto efficacia le fusioni per incorporazione di AMTER e TB nelle rispettive controllanti dirette IRETI e Valdarno Ambiente.

Per il dettaglio delle società controllate, delle società a controllo congiunto e delle società collegate si rinvia agli elenchi contenuti al termine del documento.

IV. Aggregazioni aziendali

AGGREGAZIONI AZIENDALI AVVENUTE NEL PRIMO SEMESTRE 2025

L'aggregazione aziendale effettuata dal Gruppo nel corso del primo semestre 2025 ha riguardato l'acquisizione del controllo della società EGEA Holding e delle sue controllate dirette e indirette.

Aggregazioni aziendali contabilizzate in maniera provvisoria

Gruppo EGEA Holding

EGEA Holding S.p.A. è una NewCo costituita ad inizio 2024, nella quale sono stati previamente trasferiti i rami operativi, comprensivi delle relative partecipazioni in controllate, di EGEA S.p.A. ed EGEA Produzioni e Teleriscaldamento S.r.l. nell'ambito della procedura di composizione negoziata della crisi ex D.Lgs. 14/2019 ("Codice della Crisi") delle stesse società. Inoltre, sempre nell'ambito della medesima procedura di composizione negoziata, all'interno della controllata Egea Energie S.r.l. – costituita anch'essa ad inizio 2024 – è stato trasferito il ramo operativo di Egea Commerciale S.r.l.. Le principali attività ricomprese nel perimetro acquisito riguardano:

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

Iren in data 1° agosto 2024 è entrata nel capitale di Egea Holding tramite un aumento di capitale inscindibile pari a 85.000 migliaia di euro, raggiungendo una quota del 50% del capitale sociale. La restante quota del 50% era, a tale data, detenuta da un unico socio, MidCo 2024 S.r.l., il cui socio di riferimento è EGEA S.p.A..

In base agli accordi che regolavano la governance di Egea Holding (statuto e accordo di investimento, stipulato fra EGEA S.p.A. ed Iren S.p.A. oggetto di omologa dal tribunale) l'investimento effettuato da Iren si qualificava al 31 dicembre 2024 come una joint venture. Infatti, gli accordi di governance non attribuivano ad Iren il controllo di Egea Holding, ai sensi del principio IFRS 10. Il medesimo accordo di investimento prevedeva inoltre due ulteriori operazioni:

- a) un aumento di capitale scindibile pre-deliberato pari a 42.500 migliaia di euro che Iren poteva sottoscrivere a partire dal 1° gennaio 2025 e fino al 30 giugno 2025, con possibilità di estensione fino al 31 dicembre 2025;
- b) l'attribuzione ad Iren di una call option esercitabile a partire dal 31 marzo 2025 e fino al 31 marzo 2029 per acquistare la quota detenuta dall'altro socio in Egea Holding.

A seguito dell'acquisizione dei nulla osta da parte di Antitrust e Golden Power, il 10 gennaio 2025 Iren S.p.A. ha sottoscritto e versato un aumento di capitale di 10 milioni di euro (euro 2.941 di Capitale Sociale oltre Sovrapprezzo di euro 9.997.059) in EGEA Holding, incrementandone la partecipazione dal 50% al 52,77%.

La sottoscrizione dell'aumento di capitale pre-deliberato da parte di Iren ha determinato una modifica sostanziale dei diritti di governance, come previsto dallo statuto di Egea Holding e dall'accordo di investimento siglato con l'altro socio MidCo 2024. In particolare, Iren:

- possiede la maggioranza dei diritti di voto esercitabili in assemblea dei soci (52,77% dei diritti di voto per Iren, 47,23% dei diritti di voto per l'altro socio);
- nomina la maggioranza dei membri del consiglio di amministrazione (4 consiglieri nominati da Iren, 3 consiglieri nominati dall'altro socio), tra cui l'amministratore delegato e il presidente, a cui è attribuito il potere sulle decisioni rilevanti di Egea Holding;
- ha il potere unilaterale di distribuire dividendi.

I diritti di veto residui assegnati a MidCo 2024 sono in parte qualificabili come diritti protettivi e in parte come non sostanziali. In base a quanto descritto in precedenza a partire da gennaio 2025 Iren controlla il Gruppo Egea Holding in quanto detiene validi diritti che le conferiscono la capacità attuale di dirigerne le attività rilevanti, è esposta ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con EGEA Holding e ha la capacità di esercitare il proprio potere per incidere sull'ammontare dei propri rendimenti.

Infine, sempre con riguardo all'operazione, il 31 marzo 2025 Iren S.p.A. ha comunicato all'altro socio MidCo 2024 l'esercizio dell'opzione call per l'acquisizione della quota di partecipazione residua in EGEA Holding (47,23%). Il corrispettivo per l'esercizio dell'opzione, determinato sulla base di quanto previsto dall'accordo di investimento, è pari a 74,8 milioni di euro. In base ai termini dell'accordo, il pagamento di una parte di prezzo (68,9 milioni di euro) è avvenuto al closing (22 maggio 2025), mentre la liquidazione della quota residua pari a 6,7 milioni di euro, comprensiva di oneri finanziari, è differita alla data del 31 marzo 2029.

Nel periodo di 6 mesi chiuso al 30 giugno 2025, EGEA Holding e relative società controllate ha generato ricavi pari a 201.447 migliaia di euro e un utile di 5.554 migliaia di euro.

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

	migliaia di euro		
	Valori nominali	FV Adjustment	Fair value
Attività materiali	70.774	-	70.774
Attività immateriali a vita definita	216.086	68.415	284.501
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	3.382	-	3.382
Altre partecipazioni	5	-	5
Crediti commerciali non correnti	1.250	-	1.250
Attività finanziarie non correnti	20.563	-	20.563
Altre attività non correnti	15.574	-	15.574
Attività (Passività) per imposte anticipate (differite)	35.116	(16.789)	18.327
Rimanenze	3.251	-	3.251
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	83	-	83
Crediti commerciali	119.964	-	119.964
Crediti per imposte correnti	2.381	-	2.381
Crediti vari e altre attività correnti	45.468	-	45.468
Attività finanziarie correnti	1.352	-	1.352
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	23.112	-	23.112
Passività finanziarie non correnti	(89.265)	-	(89.265)
Benefici ai dipendenti	(4.110)	-	(4.110)
Fondi per rischi ed oneri	(21.135)	(11.050)	(32.185)
Debiti vari e altre passività non correnti	(77.645)	-	(77.645)
Passività finanziarie correnti	(108.505)	-	(108.505)
Debiti commerciali	(103.085)	-	(103.085)
Debiti vari e altre passività correnti	(55.877)	-	(55.877)
Debiti per imposte correnti	(3.803)	-	(3.803)
Interessenze di minoranza detenute in società del Gruppo	(3.076)	-	(3.076)
Totale attività identificabili nette	91.860	40.576	132.436

I crediti commerciali comprendono importi contrattuali lordi per 154.408 migliaia di euro, di cui 33.194 migliaia di euro ritenuti inesigibili alla data di acquisizione.

Dall'analisi svolta ai fini dell'allocazione del prezzo di acquisto sono stati identificati asset intangibili relativi alla relazione con la clientela per la vendita di energia elettrica e gas e alle concessioni del teleriscaldamento non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12. Inoltre, è stato rettificato il valore nominale delle concessioni relative al teleriscaldamento rientrante nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, al servizio di distribuzione gas e al servizio idrico integrato al fine di adeguarlo al fair value. È stato infine valorizzato un fondo rischi per una passività potenziale in relazione ad un contenzioso e gli asset fiscali ritenuti recuperabili relativi alle perdite pregresse maturate dalle società del Gruppo EGEA Holding.

La valutazione a fair value della relazione con la clientela per la vendita di energia elettrica e gas e degli asset relativi al teleriscaldamento è stata condotta sulla base del metodo dei flussi economici incrementali (*Multi Period Excess Earning method - MEEM*), che si fonda sul principio che l'intero reddito corrente di una società debba risultare allocato agli asset identificati in sede di allocazione del prezzo di acquisto. Il reddito di pertinenza dell'attività immateriale identificata può quindi essere ricavato per differenza, detraendo dal reddito complessivo la remunerazione normale di tutti gli altri asset (tangibili e intangibili). Il fair value dell'intangibile è così ottenuto dall'attualizzazione dei redditi residui attesi per gli anni di vita utile dell'asset identificato.

In particolare, la relazione con la clientela per la vendita di energia elettrica e gas è stata valorizzata per 34.887 migliaia di euro utilizzando i dati previsionali del periodo 2025-2033 e applicando un *churn rate* medio degli ultimi quattro anni che ha determinato una vita residua di 6 anni per la quota rappresentante la clientela 'energia elettrica' e di 8 anni per la quota riferibile alla clientela 'gas'. Il tasso di attualizzazione utilizzato è stato pari al 7,3%.

Le concessioni relative al teleriscaldamento sono state valorizzate per 8.142 migliaia di euro utilizzando i dati previsionali lungo l'intera vita residua delle singole concessioni e un tasso di attualizzazione pari al 5,9%.

Il valore degli asset dell'infrastruttura del servizio idrico integrato è stato incrementato per 7.938 migliaia di euro al fine di adeguarlo al Valore Residuo (VR) elaborato sulla base di una perizia di un tecnico esterno indipendente, in linea con la normativa ed i tool definiti dall'ARERA. I beni sono ammortizzati sulla base della vita utile regolatoria di ciascuna categoria di immobilizzazione, definita mediante il sopracitato metodo.

Il valore degli asset dell'infrastruttura della distribuzione gas è stato incrementato per 17.448 migliaia di euro al fine di adeguarlo al Valore Industriale Residuo (VIR) ed alla RAB. Il VIR è il valore commerciale degli impianti di distribuzione del gas naturale calcolato secondo la metodologia indicata dalle Linee guida del MiSE. La RAB rappresenta il valore degli asset ai fini regolatori, calcolato sulla base delle regole definite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) al fine della determinazione dei ricavi di riferimento per i business regolati. I beni sono ammortizzati sulla base della vita utile regolatoria di ciascuna categoria di immobilizzazione, definita mediante il sopracitato metodo.

Dall'analisi svolta ai fini dell'allocazione del prezzo di acquisto è stato valorizzato un fondo rischi per 11.050 migliaia di euro per una passività potenziale in relazione ad un contenzioso relativo all'acquisto di quote partecipative in una società collegata operante nel settore dell'ambiente. Alla data di acquisizione la passività è stata ritenuta non probabile, ma come indicato dall'IFRS 3 Aggregazioni aziendali è stata effettuata la miglior stima dell'eventuale onere che il Gruppo potrebbe sopportare per il contenzioso in essere.

Gli asset fiscali ritenuti recuperabili relativi alle perdite pregresse maturate dalle società del Gruppo EGEA Holding ammontano a 2.504 migliaia di euro.

Il *fair value* alla data di acquisizione del corrispettivo trasferito ammonta a 95.000 migliaia di euro ed è dettagliato nella tabella seguente:

	migliaia di euro
Disponibilità liquide	10.000
Valore contabile dell'interessenza detenuta prima dell'acquisizione del controllo	85.319
Rideterminazione delle interessenze al fair value contabilizzata a Conto Economico	(319)
Totale corrispettivo trasferito	95.000

Per tale acquisizione, nelle more della definizione della *Purchase Price Allocation (PPA)* da completarsi ai sensi dell'IFRS 3, il differenziale positivo fra il *fair value* del corrispettivo e il *fair value* delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte è stato allocato ad avviamento.

	migliaia di euro
Corrispettivo trasferito	95.000
Fair value delle attività nette identificabili	132.436
Interessenze delle minoranze nelle attività nette identificabili	(62.550)
Avviamento	25.114

L'avviamento derivante dall'acquisizione si riferisce principalmente alle competenze e alle conoscenze tecniche del personale del Gruppo EGEA Holding ed alle sinergie che si prevede di ottenere dall'integrazione delle società acquisite del Gruppo EGEA Holding con il Gruppo Iren. L'avviamento rilevato in bilancio sarà deducibile ai fini dell'imposta sui redditi per 16.290 migliaia di euro in quanto riferito all'acquisizione di rami d'azienda fiscalmente rilevanti. La restante parte pari a 8.824 migliaia di euro non sarà deducibile ai fini dell'imposta sui redditi in quanto riferito all'acquisto di partecipazioni fiscalmente non rilevanti.

Alla data del 30 giugno 2025 la contabilizzazione dell'aggregazione aziendale in oggetto è incompleta e, come consentito dall'IFRS 3, il *fair value* delle attività identificabili acquisite, delle passività identificabili assunte e dell'avviamento è stato iscritto in maniera provvisoria.

Poiché la contabilizzazione dell'acquisizione è stata determinata solo provvisoriamente, non è stato ancora possibile allocare specificatamente l'avviamento a Cash Generating Unit.

Il differenziale tra il corrispettivo versato a Midco per l'acquisizione della quota di partecipazione residua in EGEA Holding (47,23%) nel mese di maggio 2025 ed il valore contabile delle partecipazioni di terzi acquisite è stato portato a riduzione del patrimonio netto di Gruppo per un importo pari a 12.453 migliaia di euro.

RIDETERMINAZIONE DEI VALORI AL 30 GIUGNO 2024

Il Gruppo ha acquisito a inizio 2024 il controllo della società Siena Ambiente. Per tale acquisizione il fair value definitivo delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte è stato determinato al termine dell'esercizio 2024, riflettendo la migliore conoscenza nel frattempo maturata. Nel bilancio consolidato al 30 giugno 2024 era dunque stata iscritta 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 (1° gennaio 2024) 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 2024 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 2024.

Conto Economico

migliaia di euro

	Primo semestre 2024 Pubblicato	Rideterminazione Fair Value Siena Ambiente	Primo semestre 2024 Rideterminato
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	2.637.373		2.637.373
Altri proventi	60.237		60.237
Totale ricavi	2.697.610	-	2.697.610
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(909.191)		(909.191)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(813.218)		(813.218)
Oneri diversi di gestione	(48.048)		(48.048)
Costi per lavori interni capitalizzati	27.546		27.546
Costo del personale	(318.944)		(318.944)
Totale costi operativi	(2.061.855)	-	(2.061.855)
MARGINE OPERATIVO LORDO	635.755	-	635.755
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(319.865)	(1.436)	(321.301)
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(34.224)		(34.224)
Altri accantonamenti e svalutazioni	(1.053)		(1.053)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(355.142)	(1.436)	(356.578)
RISULTATO OPERATIVO	280.613	(1.436)	279.177
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	26.908		26.908
Oneri finanziari	(69.953)		(69.953)
Totale gestione finanziaria	(43.045)	-	(43.045)
Rettifica di valore di partecipazioni	(1.243)	3.270	2.027
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	4.706		4.706
Risultato prima delle imposte	241.031	1.834	242.865
Imposte sul reddito	(73.579)	418	(73.161)
Risultato netto delle attività in continuità	167.452	2.252	169.704
Risultato netto da attività operative cessate	-		-
Risultato netto del periodo	167.452	2.252	169.704
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	145.178	2.863	148.041
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	22.274	(611)	21.663

Rendiconto Finanziario

migliaia di euro

	Primo semestre 2024 Pubblicato	Rideterminazione Fair Value Siena Ambiente	Primo semestre 2024 Rideterminato
A. Disponibilità liquide iniziali	436.134		436.134
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	167.452	2.252	169.704
Rettifiche per:			
Imposte del periodo	73.579	(418)	73.161
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(4.706)		(4.706)
Oneri (proventi) finanziari netti	43.045		43.045
Ammortamenti attività materiali e immateriali	319.865	1.436	321.301
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	1.000	(3.270)	(2.270)
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	34.224		34.224
Accantonamenti netti a fondi	85.682		85.682
(Plusvalenze) Minusvalenze	758		758
Erogazioni benefici ai dipendenti	(5.639)		(5.639)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(29.640)		(29.640)
Variazione altre attività non correnti	8.591		8.591
Variazione debiti vari e altre passività non correnti	4.849		4.849
Imposte pagate	-		-
Altre variazioni patrimoniali	94		94
Variazione rimanenze	(14.413)		(14.413)
Variazione attività derivanti da contratti con i clienti	(49.671)		(49.671)
Variazione crediti commerciali	89.441		89.441
Variazione crediti per imposte correnti e altre attività correnti	242.821		242.821
Variazione debiti commerciali	(459.438)		(459.438)
Variazione passività derivanti da contratti con i clienti	(62.613)		(62.613)
Variazione debiti per imposte correnti e altre passività correnti	66.739		66.739
Variazione esposizione su mercati per derivati commodities	(28.463)		(28.463)
B. Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa	483.557	-	483.557
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(345.018)		(345.018)
Investimenti in attività finanziarie	(178)		(178)
Realizzo investimenti	1.761		1.761
Acquisizione di società controllate al netto della cassa acquisita	9.352		9.352
Dividendi incassati	891		891
C. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di investimento	(333.192)		(333.192)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(37.323)		(37.323)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	500.000		500.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(35.821)		(35.821)
Rimborso debiti finanziari per leasing	(8.025)		(8.025)
Variazione altri debiti finanziari	(18.529)		(18.529)
Variazione crediti finanziari	(372.700)		(372.700)
Interessi pagati	(52.111)		(52.111)
Interessi incassati	7.106		7.106
D. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di finanziamento	(17.403)		(17.403)
E. Flusso monetario del periodo (B+C+D)	132.962		132.962
F. Disponibilità liquide finali (A+E)	569.096		569.096

V. Gestione dei rischi finanziari del gruppo

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

1. RISCHI FINANZIARI

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

a) Rischio di liquidità

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

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

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

In tale contesto, a sostegno del profilo di liquidità del Gruppo e del livello di rating, oltre alle disponibilità liquide correnti, Iren dispone di complessivi 625 milioni di euro, comprensivi di linee di finanziamento a medio lungo termine sottoscritte e disponibili ma non utilizzate (425 milioni di euro) e delle linee di credito *committed* di tipo *Sustainability-Linked revolving credit facility (RCF)*, sottoscritte a dicembre 2023 con Unicredit e BPER (200 milioni di euro).

I flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle passività finanziarie verso finanziatori e le condizioni contrattuali dei finanziamenti in essere risultano sostanzialmente invariati rispetto a quanto riportato nelle Note Illustrative al Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2024 nel paragrafo "a) Rischio di liquidità" del capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo". Analogamente, per quanto concerne le passività relative all'applicazione dell'IFRS 16 in tema di *leases*, i flussi finanziari previsti evidenziati nella situazione al 31 dicembre 2024 rimangono fondamentalmente inalterati traslando l'analisi alla data del presente documento, poste le variazioni derivanti dal consolidamento di nuove entità.

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

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

Come dettagliato nel capitolo "Gestione Finanziaria" della Relazione sulla Gestione, il Gruppo Iren detiene il rating "BBB" con Outlook "Stable" per il merito di credito a lungo termine con l'agenzia Standard & Poor's Global Ratings (S&P) e con l'agenzia Fitch Ratings, confermati a luglio 2025.

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 26% da prestiti e al 74% da obbligazioni; si evidenzia inoltre che:

- la quota a tasso fisso risulta essere pari al 73%, quella coperta al 25% e la restante parte variabile al 2%;
- l'89% del debito totale è finanziato da fondi di tipo *sustainable*, coerenti con il *Sustainable Finance Framework* di Iren, come i Green Bond e i prestiti il cui tasso di interesse è legato (*linked*) a Key Performance Indicators di natura ESG – si veda in merito anche la Nota 21 "Passività finanziarie non correnti" delle presenti Note Illustrative.

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 a consuntivo di indici finanziari che risultano soddisfatti.

b) Rischio cambio

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

c) Rischio tassi di interesse

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

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

Il *fair value* dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 30 giugno 2025 riguarda la posizione della Capogruppo (positiva per 3.556 migliaia di euro), di TRM (negativa per 7.604 migliaia di euro), di Siena Ambiente (positiva per 694 migliaia di euro) e di EGEA New Energy (positiva per 42 migliaia di euro).

I contratti di copertura stipulati, congiuntamente con i finanziamenti a tasso fisso, permettono di coprire dal rischio di crescita dei tassi di interesse il 98% 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.

Per limitare l'esposizione al rischio di credito sono adottati diversi 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.

Vengono inoltre realizzate cessioni pro-soluto "rotative" con riferimento ai crediti commerciali relativi a fatture di clienti retail che non utilizzano la domiciliazione bancaria per i loro pagamenti.

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.

Per alcune tipologie di servizio (settore idrico, gas naturale, energia elettrica maggior tutela), in ottemperanza alle disposizioni normative che ne regolano l'attività, è previsto il versamento di un deposito cauzionale fruttifero, che viene rimborsato qualora il Cliente utilizzi, come modalità di pagamento, la domiciliazione bancaria/postale con addebito sul conto corrente. Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti o in linea con gli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento, è prevista l'applicazione di interessi di mora nella misura indicata nei contratti o dalla normativa.

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

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

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

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

	migliaia di euro
Crediti commerciali	44.774
Totale - a CE nella voce Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	44.774
Attività finanziarie non correnti	1
Totale - a CE nella voce Oneri finanziari	1
Totale	44.775

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

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

3. RISCHIO ENERGETICO

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

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

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

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

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

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

- Over the Counter (OTC) su commodity (*Commodity swap* su indici TTF, PSV, PFOR e PUN) per complessivi 5,1 TWh. Il Fair Value di tali strumenti al 30 giugno 2025 è complessivamente positivo per 284 migliaia di euro (a seconda delle differenti posizioni, di cui 22.268 migliaia di euro di Fair Value positivo e 21.984 migliaia di euro di Fair Value negativo);
- sulla piattaforma regolamentata European Energy Exchange - EEX, su PUN per un nozionale netto complessivo pari a 3,0 TWh. Il Fair Value di tali strumenti (il c.d. "Variation Margin") al 30 giugno 2025 è complessivamente negativo per 11.311 migliaia di euro, con regolazione giornaliera su apposito conto corrente: in bilancio tali strumenti non sono infatti appositamente valorizzati in quanto già espressi in termini di "maggiori/minori" disponibilità liquide.

Nel primo semestre dell'anno 2025 sono state eseguite due operazioni c.d. "Block Deal" per un volume pari a 15 MW ciascuna (in scadenza il 31 dicembre 2026) finalizzate a neutralizzare la posizione su EEX, con contemporanea riapertura della posizione OTC. Tale strategia ha consentito, nella prospettiva di contenere il rischio liquidità ed a fronte di fees contenute, di eliminare l'Initial Margin e di "congelare" il Variation Margin alla data di esecuzione per l'operazione EEX neutralizzata.

Inoltre, nell'ambito dell'Emission Trading Scheme, il Gruppo Iren acquista titoli Emission Unit Allowance (EUA) per far fronte agli obblighi derivanti dalle emissioni CO2 causate dalla produzione di energia elettrica e calore.

Gli acquisti di titoli EUA avvengono sia Spot (con pagamento e consegna fisica immediati) sia a termine tramite Future/Forward (con pagamento e consegna fisica differiti); inoltre, possono essere conclusi sia sul mercato OTC (contratti bilaterali con controparti terze), sia direttamente sul mercato regolamentato EEX. Il fabbisogno interno annuo da coprire si attesta a circa 2,7 milioni di quote/Tonnellate di CO2.

Al 30 giugno 2025 risultano in essere operazioni Future/Forward:

- Over the Counter (OTC) per complessive 3.095 migliaia di Tonnellate. Il Fair Value di tali strumenti è complessivamente negativo per 5.062 migliaia di euro;
- sulla piattaforma regolamentata European Energy Exchange - EEX per un nozionale netto complessivo pari a 1.153 migliaia di Tonnellate. Il Fair Value di tali strumenti è complessivamente negativo per 288 migliaia di euro, con regolazione giornaliera su apposito conto corrente: in bilancio tali strumenti non sono appositamente valorizzati in quanto già espressi in termini di "maggiori/minori" disponibilità liquide.

Al 30 giugno 2025 risultano in essere 20 contratti di vendita di energia elettrica (Power Purchase Agreements) con una durata media residua di tre anni e nove mesi ed un volume complessivo residuo di 201 Gwh.

CONTABILIZZAZIONE STRUMENTI DERIVATI

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

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

Operazioni contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting

Tali operazioni possono includere:

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

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

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

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

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

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

In merito alla valutazione del derivato tra le partite patrimoniali, si segnala che il fair value del derivato è iscritto tra le attività/passività finanziarie a lungo termine se il relativo sottostante è una posta di medio/lungo termine, viceversa è iscritto tra le attività/passività finanziarie a breve termine se il sottostante si estingue entro il periodo di riferimento.

Nel caso di strumenti derivati per i quali non esiste una relazione con una componente di costo o ricavo, il fair value del derivato è iscritto tra le attività/passività finanziarie a breve o lungo termine a seconda che la quota sia in scadenza entro oppure oltre i dodici mesi dalla data di riferimento del bilancio.

FAIR VALUE

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

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

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

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

Mutui e obbligazioni

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

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

Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)

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

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

Put Options

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

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

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

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

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

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

migliaia di euro

migliaia di euro		Valore contabile			
30.06.2025	Fair Value strumenti di copertura	Fair Value Through Profit & Loss	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	TOTALE
Attività finanziarie valutate al fair value					
Contratti derivati di copertura (tasso)	16.992				16.992
Contratti derivati di copertura (commodities)	22.268				22.268
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana		21.744			21.744
Altre partecipazioni		9.008			9.008
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	39.260	30.752	-	-	70.012
Attività finanziarie non valutate al fair value					
Crediti commerciali			1.254.090		1.254.090
Crediti finanziari			630.472		630.472
Altri crediti e altre attività (*)			498.951		498.951
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti			200.114		200.114
Totale Attività finanziarie non valutate al fair value	-	-	2.583.627	-	2.583.627
Passività finanziarie valutate al fair value					
Contratti derivati di copertura (tasso)	(20.304)				(20.304)
Contratti derivati di copertura (commodities)	(27.046)				(27.046)
Put options		(7.280)			(7.280)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	(47.350)	(7.280)	-	-	(54.630)
Passività finanziarie non valutate al fair value					
Obbligazioni				(3.471.288)	(3.471.288)
Mutui				(1.247.266)	(1.247.266)
Altri debiti finanziari (**)				(274.428)	(274.428)
Debiti commerciali				(1.422.454)	(1.422.454)
Debiti vari e altre passività (*)				(495.700)	(495.700)
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	-	-	-	(6.911.136)	(6.911.136)
TOTALE	(8.090)	23.472	2.583.627	(6.911.136)	(4.312.127)

(*) 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

30.06.2025	Livello 1	Livello 2	Livello 3	TOTALE
Attività finanziarie valutate al fair value				
Contratti derivati di copertura (tasso)		16.992		16.992
Contratti derivati di copertura (commodities)		22.268		22.268
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana			21.744	21.744
Altre partecipazioni				-
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	-	39.260	21.744	61.004
Attività finanziarie non valutate al fair value				
Crediti commerciali				-
Crediti finanziari				-
Altri crediti e altre attività (*)				-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti				-
Totale Attività finanziarie non valutate al fair value	-	-	-	-
Passività finanziarie valutate al fair value				
Contratti derivati di copertura (tasso)		(20.304)		(20.304)
Contratti derivati di copertura (commodities)		(27.046)		(27.046)
Put options		(6.989)	(291)	(7.280)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	-	(54.339)	(291)	(54.630)
Passività finanziarie non valutate al fair value				
Obbligazioni	(3.403.673)			(3.403.673)
Mutui		(1.254.912)		(1.254.912)
Altri debiti finanziari (**)				-
Debiti commerciali				-
Debiti vari e altre passività (*)				-
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	(3.403.673)	(1.254.912)	-	(4.658.585)
TOTALE	(3.403.673)	(1.269.991)	21.453	(4.652.211)

(*) Sono esclusi i risconti attivi e passivi

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

La quota non corrente delle "Attività finanziarie valutate al fair value" accoglie al Livello 3 il credito relativo alla quota variabile del prezzo di cessione di OLT Offshore LNG Toscana, pari a 21.744 migliaia di euro al 30 giugno 2025, il cui fair value è determinato in base all'applicazione della formula di prezzo prevista contrattualmente, tenuto conto della redditività attesa della società e del tasso di attualizzazione desunto dal bilancio d'esercizio della stessa. In merito, viene riportata una sensitivity sul fair value di tale posta, esprimendo la variazione dello stesso all'aumento/diminuzione di un punto percentuale della redditività attesa e del tasso di attualizzazione.

	+1%	-1%
Redditività (flussi)	972	(972)
Tasso di attualizzazione	(695)	728

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

migliaia di euro		Valore contabile			
31.12.2024	Fair Value strumenti di copertura	Fair Value Through Profit & Loss	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	TOTALE
Attività finanziarie valutate al fair value					
Contratti derivati di copertura (tasso)	21.957				21.957
Contratti derivati di copertura (commodities)	39.640				39.640
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana		21.744			21.744
Altre partecipazioni		8.723			8.723
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	61.597	30.467	-	-	92.064
Attività finanziarie non valutate al fair value					
Crediti commerciali			1.476.294		1.476.294
Crediti finanziari			622.061		622.061
Altri crediti e altre attività (*)			409.047		409.047
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti			326.568		326.568
Totale Attività finanziarie non valutate al fair value	-	-	2.833.970	-	2.833.970
Passività finanziarie valutate al fair value					
Contratti derivati di copertura (tasso)	(21.479)				(21.479)
Contratti derivati di copertura (commodities)	(42.373)				(42.373)
Put options		(7.192)			(7.192)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	(63.852)	(7.192)	-	-	(71.044)
Passività finanziarie non valutate al fair value					
Obbligazioni				(3.468.196)	(3.468.196)
Mutui				(1.463.148)	(1.463.148)
Altri debiti finanziari (**)				(45.516)	(45.516)
Debiti commerciali				(1.787.198)	(1.787.198)
Debiti vari e altre passività (*)				(384.619)	(384.619)
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	-	-	-	(7.148.677)	(7.148.677)
TOTALE	(2.255)	23.275	2.833.970	(7.148.677)	(4.293.687)

(*) 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

31.12.2024	Livello 1	Livello 2	Livello 3	TOTALE
Attività finanziarie valutate al fair value				
Contratti derivati di copertura (tasso)		21.957		21.957
Contratti derivati di copertura (commodities)		39.640		39.640
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana			21.744	21.744
Altre partecipazioni				-
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	-	61.597	21.744	83.341
Attività finanziarie non valutate al fair value				
Crediti commerciali				-
Crediti finanziari				-
Altri crediti e altre attività (*)				-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti				-
Totale Attività finanziarie non valutate al fair value	-	-	-	-
Passività finanziarie valutate al fair value				
Contratti derivati di copertura (tasso)		(21.479)		(21.479)
Contratti derivati di copertura (commodities)		(42.373)		(42.373)
Put options		(6.909)	(283)	(7.192)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	-	(70.761)	(283)	(71.044)
Passività finanziarie non valutate al fair value				
Obbligazioni	(3.352.358)			(3.352.358)
Mutui		(1.468.538)		(1.468.538)
Altri debiti finanziari (**)				-
Debiti commerciali				-
Debiti vari e altre passività (*)				-
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	(3.352.358)	(1.468.538)	-	(4.820.896)
TOTALE	(3.352.358)	(1.477.702)	21.461	(4.808.599)

VI. Informativa sui rapporti con parti correlate

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

Rapporti con i Comuni Soci-parti correlate

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

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

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

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

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

Iren Ambiente, Iren Ambiente Parma e Iren Ambiente Piacenza si occupano del servizio di raccolta e smaltimento rifiuti rispettivamente nei Comuni di Reggio Emilia, Parma e Piacenza 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 il Comune di Torino e la stessa AMIAT per la gestione dei crediti scaduti relativi alle attività di cui sopra.

Rapporti con società collegate

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

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

Rapporti con altre parti correlate

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

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

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

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

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

Da ultimo e per ciò che concerne gli Amministratori e i Sindaci di Iren, fatta salva la corresponsione degli emolumenti previsti per lo svolgimento di cariche negli organi amministrativi o di controllo della Capogruppo ovvero delle altre società del Gruppo, si segnala che non risultano rapporti di natura economica/patrimoniale/finanziaria tra gli stessi e il Gruppo medesimo. Sono soggette alle previsioni di cui alla Procedura OPC anche le operazioni che si sostanziano nell'assegnazione di remunerazioni e benefici economici, sotto qualsiasi forma, ai componenti degli organi di amministrazione e controllo di Iren nonché ai Dirigenti con Responsabilità Strategiche del Gruppo.

Informativa ex art. 5.8 e 5.9 Regolamento Consob

A completamento dell'informativa resa nella "Relazione Annuale Integrata 2024", si richiama, dapprima, quanto ivi illustrato in merito alle vicende che hanno interessato le seguenti operazioni con parti correlate, a loro tempo, trattate come di "maggiore rilevanza" (di seguito "Operazioni Originarie"):

- i. tra AMIAT (indirettamente controllata da Iren) e il Comune di Torino (che, indirettamente partecipa al capitale sociale della stessa AMIAT, oltre ad essere Azionista, sempre in via indiretta, di Iren) con riguardo al contratto di servizio che ne disciplina i reciproci rapporti. Nel corso del 2024, si ricorda, le parti hanno proceduto ad adeguare tale contratto rispetto ai contenuti della deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente – ARERA del 3 agosto 2023 n. 385/2023/r/rif, contenente lo "Schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra enti affidanti e gestori del servizio dei rifiuti urbani";
- ii. tra Iren Smart Solutions (anche questa indirettamente controllata da Iren) e il Comune di Torino con riferimento alla convenzione, tra loro in essere, per l'affidamento in concessione – mediante finanza di progetto ex art. 183, comma 15, dell'allora vigente D.Lgs. 50/2016 – dell'attività di riqualificazione impiantistica ed energetica finalizzata all'efficientamento degli immobili della Città di Torino, comprensiva della gestione e della manutenzione. Sempre nel corso del 2024, si rammenta altresì, le parti hanno provveduto a individuare la data da considerare per il calcolo della prima annualità di adeguamento, su base ISTAT, del canone (c.d. REMbaseMAN) previsto dalla predetta convenzione.

Per le ragioni illustrate nella "Relazione Annuale Integrata 2024", tali vicende, riguardando come detto operazioni di "maggiore rilevanza", sono state sottoposte al medesimo *iter*, anche al fine di assicurare una più ampia *disclosure* al mercato, da ultimo mediante pubblicazione – sul sito di Iren (www.gruppoiren.it) e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato "1Info Sdir Storage" – di aggiornamenti dei documenti informativi afferenti alle Operazioni Originarie (il 10 gennaio 2025 per quella *sub i.* e l'8 aprile 2025 per quella *sub ii.*) ai quali si rinvia per ogni ulteriore dettaglio.

Fermo restando quanto precede, nel corso del primo semestre 2025 non sono state effettuate da Iren (anche per il tramite di sue controllate) operazioni con parti correlate di "maggiore rilevanza".

Sempre con riguardo al primo semestre 2025, è stata sottoposta al COPC, per i profili di spettanza, un'operazione con parte correlata rientrante nel novero di quelle di "minore rilevanza", tra la citata Iren Smart Solutions e il Comune di Genova (Azionista, in via indiretta, di Iren) avente ad oggetto la presentazione di una proposta di partenariato pubblico-privato per la "gestione unificata dei servizi di fornitura energetica e manutenzione del patrimonio edilizio ed impiantistico comunale" sul territorio dell'ente. Tale operazione, nella specie, è stata vagliata dal COPC nella riunione del 3 febbraio 2025, in esito alla quale – conclusa l'istruttoria di competenza condotta sulla base della documentazione predisposta dalle competenti Strutture aziendali e di quanto riferito dalle medesime in occasione della seduta – il Comitato ha espresso parere favorevole ai sensi dell'art. 9 della Procedura OPC circa l'interesse per il Gruppo (e, segnatamente, per Iren Smart Solutions) al compimento dell'operazione di cui si tratta nonché alla "convenienza" e alla "correttezza" sostanziale delle relative condizioni. Restando sul tema, si evidenzia che, nella successiva riunione dell'11 aprile 2025, il COPC ha ricevuto un'informativa in merito all'evoluzione dell'operazione di cui si tratta, confermando – anche in tal caso sulla base della documentazione predisposta dalle competenti Strutture aziendali e di quanto illustrato dalle medesime – il parere positivo precedente reso.

Per completezza, si precisa che, nella riunione tenutasi il 13 marzo 2025, il COPC ha preso atto dell'informativa resa, da parte delle competenti Strutture aziendali, con riguardo alle evoluzioni che hanno interessato l'operazione tra parti correlate di "maggiore rilevanza" tra Rigenera Materiali (Ri.Ma, controllata indirettamente da Iren) e AMIU Genova (società in *house providing* del Comune di Genova), illustrata nella "Relazione Annuale Integrata 2024" alla quale nuovamente si rinvia per ogni ulteriore dettaglio.

Si precisa che, nell'ambito dei flussi informativi previsti dalla Procedura OPC, il COPC, durante il primo semestre 2025, ha ricevuto informative in merito ad operazioni rientranti tra le fattispecie di esclusione ai sensi della Procedura OPC medesima.

Infine, nel corso del Primo semestre 2025, il Comitato ha:

- ricevuto una informativa in merito alle modifiche occorse al novero dei Dirigenti con Responsabilità Strategiche del Gruppo Iren, con particolare riguardo al soggetto che ha assunto l'incarico di Direttore Tecnologie e Sistemi Informativi di Iren S.p.A., nonché formulato la proposta di competenza, con riferimento agli adeguamenti retributivi progressivi previsti per detto soggetto; data la coerenza con la politica retributiva approvata dai competenti organi, si è configurata una ipotesi di esclusione dall'applicazione della Procedura OPC di cui al par. 6, lett. (f) della Procedura stessa e dell'art. 13, comma 3, lett. b), nn. (i), (ii) e (iv) del Regolamento Consob in materia di Operazioni con Parti Correlate;
- esaminato la rimodulazione delle condizioni economico-contrattuali dei rapporti di lavoro dirigenziale tra la Società e, rispettivamente, l'Ing. Luca Dal Fabbro, il Dott. Moris Ferretti e l'Ing. Gianluca Bufo (conseguente all'avvenuto rinnovo del mandato consiliare da parte dell'Assemblea dei Soci del 24 aprile u.s.); anche in questo caso, data la coerenza con la

politica retributiva approvata dai competenti organi, si è configurata una ipotesi di esclusione dall'applicazione della Procedura OPC di cui al par. 6, lett. (f) della Procedura stessa e dell'art. 13, comma 3, lett. b), nn. (i), (ii) e (iv) del Regolamento Consob in materia di Operazioni con Parti Correlate.

Ha trovato applicazione la causa di esclusione dall'applicazione della Procedura OPC di cui al par. 6, lett. (b) e (d) della Procedura stessa anche per la presentazione, da parte del Comitato, della proposta di competenza riferita (i) ai compensi per la partecipazione ai Comitati costituiti all'interno del Consiglio di Amministrazione della Società per gli esercizi 2025-2027 (Comitato per la Remunerazione e le Nomine; Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità; Comitato per le Operazioni con Parti Correlate); (ii) al compenso integrativo per il ruolo di *Lead Independent Director* di Iren S.p.A.

VII. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Rinnovo del Programma EMTN

Iren ha rinnovato il proprio Programma EMTN (Euro Medium Term Notes), funzionale all'emissione di titoli obbligazionari, incrementando l'ammontare massimo da 4 a 5 miliardi di euro.

Il 23 luglio 2025 il Prospetto informativo relativo al Programma è stato per la prima volta approvato da CONSOB e ha ottenuto il giudizio di ammissibilità alla quotazione sul Mercato Telematico delle Obbligazioni (MOT) da parte di Borsa Italiana.

Il Programma ha ricevuto il giudizio "BBB" da parte delle agenzie di rating Fitch Ratings e S&P Global Ratings.

VIII. Altre informazioni

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nel corso del primo semestre 2025 il Gruppo Iren non è stato interessato da eventi "non ricorrenti" e non ha posto in essere operazioni significative individuate come tali in base alle definizioni contenute nella Comunicazione. In particolare, non è stato oggetto di fatti il cui accadimento non si ripeta frequentemente nel normale svolgimento dell'attività.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso del primo semestre 2025 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione. Le operazioni atipiche e/o inusuali sono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine alla correttezza/completezza delle informazioni in bilancio, al conflitto di interessi e alla salvaguardia del patrimonio aziendale o alla tutela degli azionisti di minoranza.

IX. Informazioni sulla situazione patrimoniale - finanziaria

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

ATTIVO

ATTIVITA' NON CORRENTI

NOTA 1_ATTIVITA' MATERIALI

La composizione della voce attività materiali, comprensiva dei diritti d'uso e distinta tra costo storico, fondo ammortamento e valore netto, viene riportata nella tabella seguente:

	Costo al 30/06/2025	F.do amm.to al 30/06/2025	Valore netto al 30/06/2025	Costo al 31/12/2024	F.do amm.to al 31/12/2024	Valore netto al 31/12/2024
migliaia di euro						
Terreni	180.166	(10.394)	169.772	174.213	(10.165)	164.048
Fabbricati	1.118.437	(440.184)	678.253	1.023.999	(413.814)	610.185
Impianti e macchinari	7.101.036	(3.902.668)	3.198.368	6.953.671	(3.729.896)	3.223.775
Attrezzature industriali e commerciali	318.072	(199.014)	119.058	299.090	(185.184)	113.906
Altri beni	505.963	(332.480)	173.483	484.884	(311.552)	173.332
Attività materiali in corso ed acconti	211.591	-	211.591	231.109	-	231.109
Totale	9.435.265	(4.884.740)	4.550.525	9.166.966	(4.650.611)	4.516.355

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

	31/12/2024	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolida- mento	Riclassifiche	30/06/2025
migliaia di euro						
Terreni	174.213	1.058	(321)	5.188	28	180.166
Fabbricati	1.023.999	9.234	(861)	19.945	66.120	1.118.437
Impianti e macchinari	6.953.671	65.829	(1.722)	69.302	13.956	7.101.036
Attrezzature industriali e commerciali	299.090	10.305	(3.345)	6.885	5.137	318.072
Altri beni	484.884	11.954	(11.270)	17.169	3.226	505.963
Attività materiali in corso ed acconti	231.109	74.716	(185)	1.262	(95.311)	211.591
Totale	9.166.966	173.096	(17.704)	119.751	(6.844)	9.435.265

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

	31/12/2024	Ammorta- mento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolida- mento	Riclassifiche	migliaia di euro 30/06/2025
Terreni	(10.165)	(422)	193	-	-	(10.394)
Fabbricati	(413.814)	(20.236)	551	(5.809)	(876)	(440.184)
Impianti e macchinari	(3.729.896)	(143.245)	1.196	(31.454)	731	(3.902.668)
Attrezzature industriali e commerciali	(185.184)	(12.080)	2.912	(4.659)	(3)	(199.014)
Altri beni	(311.552)	(24.818)	10.950	(7.055)	(5)	(332.480)
Totale	(4.650.611)	(200.801)	15.802	(48.977)	(153)	(4.884.740)

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del semestre relativi alle società del Gruppo EGEA Holding.

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 ai parchi fotovoltaici (42.430 migliaia di euro), all'estensione della rete di trasporto teleriscaldamento (21.897 migliaia di euro), alle centrali di produzione termoelettrica (15.631 migliaia di euro), alle centrali di produzione idroelettrica (9.889 migliaia di euro), alla rete di distribuzione e misura energia elettrica (44.134 migliaia di euro), alla rete di distribuzione e misura gas non in regime concessione (2.283 migliaia di euro), all'efficientamento energetico (11.224 migliaia di euro) e alla raccolta e smaltimento rifiuti (52.069 migliaia di euro).

Incrementi

Gli incrementi del periodo, pari a 173.096 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- investimenti sulle centrali termoelettriche, idroelettriche e su impianti fotovoltaici per 30.874 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 15.727 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti di distribuzione energia elettrica, incluse le cabine primarie, per 52.665 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti gas non in regime di concessione secondo quanto previsto dall'IFRIC 12 per 6.412 migliaia di euro;
- investimenti per la raccolta e lo smaltimento dei rifiuti nel settore ambiente per 44.757 migliaia di euro;
- Investimenti in attività corporate, di e-mobility e di efficienza energetica per 17.792 migliaia di euro.

Ammortamenti

Gli ammortamenti ordinari del primo semestre 2025, pari a complessivi 200.801 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote indicate nel paragrafo "IV. Principi contabili e criteri di valutazione" 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 30/06/2025	F.do amm.to al 30/06/2025	Valore netto al 30/06/2025	Costo al 31/12/2024	F.do amm.to al 31/12/2024	Valore netto al 31/12/2024
Terreni	12.220	(4.337)	7.883	12.502	(4.108)	8.394
Fabbricati	59.986	(22.580)	37.406	57.469	(19.366)	38.103
Impianti e macchinari	11.637	(3.142)	8.495	3.824	(1.569)	2.255
Attrezzature industriali e commerciali	1.340	(344)	996	1.408	(245)	1.163
Altri beni	37.307	(16.793)	20.514	36.567	(15.553)	21.014
Totale	122.490	(47.196)	75.294	111.770	(40.841)	70.929

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

migliaia di euro

	31/12/2024	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolida- mento	30/06/2025
Terreni	12.502	29	(311)	-	12.220
Fabbricati	57.469	3.081	(564)	-	59.986
Impianti e macchinari	3.824	-	-	7.813	11.637
Attrezzature industriali e commerciali	1.408	-	(68)	-	1.340
Altri beni	36.567	1.173	(3.633)	3.200	37.307
Totale	111.770	4.283	(4.576)	11.013	122.490

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

migliaia di euro

	31/12/2024	Ammortamento del periodo	Decrementi	30/06/2025
Terreni	(4.108)	(423)	194	(4.337)
Fabbricati	(19.366)	(3.699)	485	(22.580)
Impianti e macchinari	(1.569)	(1.573)	-	(3.142)
Attrezzature industriali e commerciali	(245)	(99)	-	(344)
Altri beni	(15.553)	(4.794)	3.554	(16.793)
Totale	(40.841)	(10.588)	4.233	(47.196)

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del semestre relativi alle società del Gruppo EGEA Holding.

NOTA 2_INVESTIMENTI IMMOBILIARI

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

migliaia di euro

	Costo al 30/06/2025	F.do amm.to al 30/06/2025	Valore netto al 30/06/2025	Costo al 31/12/2024	F.do amm.to al 31/12/2024	Valore netto al 31/12/2024
Terreni	565	-	565	565	-	565
Fabbricati	3.462	(2.081)	1.381	3.462	(2.053)	1.409
Totale	4.027	(2.081)	1.946	4.027	(2.053)	1.974

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 30/06/2025	F.do amm.to al 30/06/2025	Valore netto al 30/06/2025	Costo al 31/12/2024	F.do amm.to al 31/12/2024	Valore netto al 31/12/2024
Costi di sviluppo	37.471	(24.369)	13.102	35.721	(21.337)	14.384
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	494.757	(328.767)	165.990	450.046	(296.605)	153.441
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	4.815.098	(2.004.999)	2.810.099	4.409.634	(1.846.094)	2.563.540
Altre immobilizzazioni immateriali	958.025	(547.638)	410.387	862.560	(486.353)	376.207
Immobilizzazioni in corso e acconti	306.643	-	306.643	249.951	-	249.951
Totale	6.611.994	(2.905.773)	3.706.221	6.007.912	(2.650.389)	3.357.523

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

migliaia di euro

	31/12/2024	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolida- mento	Riclassifiche	30/06/2025
Costi di sviluppo	35.721	1.341	-	409	-	37.471
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	450.046	36.819	-	2.031	5.861	494.757
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	4.409.634	71.048	(2.525)	320.439	16.502	4.815.098
Altre immobilizzazioni immateriali	862.560	35.278	(579)	60.766	-	958.025
Immobilizzazioni in corso e acconti	249.951	79.466	(154)	9.628	(32.248)	306.643
Totale	6.007.912	223.952	(3.258)	393.273	(9.885)	6.611.994

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

	31/12/2024	Ammorta- mento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolida- mento	Riclassifiche	30/06/2025
F.amm.to costi di sviluppo	(21.337)	(2.623)	-	(409)	-	(24.369)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ingegno	(296.605)	(30.603)	-	(1.559)	-	(328.767)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(1.846.094)	(69.370)	1.845	(91.533)	153	(2.004.999)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(486.353)	(46.584)	570	(15.271)	-	(547.638)
Totale	(2.650.389)	(149.180)	2.415	(108.772)	153	(2.905.773)

migliaia di euro

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del semestre delle società del Gruppo EGEA Holding.

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 e alla riclassifica nella voce Attività possedute per la vendita degli asset relativi al ramo d'azienda del Servizio Idrico Integrato di alcuni comuni della provincia di Imperia, ceduti a inizio luglio 2025.

Gli incrementi della voce altre immobilizzazioni immateriali si riferiscono principalmente alla capitalizzazione di costi per lo sviluppo commerciale della clientela.

Il valore netto contabile delle altre immobilizzazioni immateriali alla chiusura dell'esercizio include per 173.602 migliaia di euro attività rilevate a titolo dei costi sostenuti per lo sviluppo commerciale della clientela.

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno

La voce si riferisce principalmente al complesso dei costi sostenuti per l'acquisto e la produzione interna di software aziendali e per l'acquisizione di diritti per l'utilizzo in esclusiva di studi tecnici relativi all'andamento statistico delle perdite di rete, ammortizzati tra i tre e i cinque anni.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili

La voce è costituita principalmente:

- dalle attività rilevate a fronte dell'applicazione dell'IFRIC 12 relative al settore di attività di distribuzione del gas naturale, del Servizio Idrico Integrato, del teleriscaldamento e del trattamento e smaltimento rifiuti;
- dal diritto d'uso delle reti acquedottistiche in forza delle concessioni assentite dal Comune di Genova e da altri Comuni limitrofi;
- dal diritto d'uso di condotte forzate non di proprietà di impianti idroelettrici;
- dalle concessioni per l'esercizio e la gestione di impianti fotovoltaici.

Altre immobilizzazioni immateriali

La voce è costituita principalmente:

- da diritti di utilizzo di infrastrutture di telecomunicazione di proprietà di terzi;
- dai costi per lo sviluppo commerciale della clientela;
- dalla valorizzazione della lista clienti avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo di Atena Trading, Salerno Energia Vendite, Alfa Solutions, Spezia Energy Trading, Sidiren, Alegas, Egea Energie;
- dalla valorizzazione delle autorizzazioni ambientali all'esercizio del biodigestore e degli impianti di recupero avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo di Ferrania Ecologia, Territorio e Risorse, I.Blu, Manduriambiente e TB;
- dalla valorizzazione dall'autorizzazione unica per gli impianti fotovoltaici e dal valore della tariffa incentivata riconosciuta per l'energia prodotta e immessa in rete avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo del Gruppo Iren Green Generation (già Puglia Holding);
- dalla valorizzazione della concessione per la derivazione dell'acqua per gli impianti idroelettrici avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo di Valle Dora Energia;
- dalla valorizzazione della concessione del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani ATO Toscana Sud avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo di SEI Toscana;
- dalla valorizzazione delle concessioni relative agli impianti per la gestione dei rifiuti, avvenuta in sede di allocazione del valore attribuito alla partecipazione nella società Siena Ambiente, dopo l'acquisizione del controllo.

Immobilizzazioni in corso ed acconti

La voce è costituita prevalentemente dagli investimenti in corso dei servizi in concessione disciplinati dall'IFRIC 12, oltre che da licenze d'uso software e dai relativi costi sostenuti per le implementazioni.

NOTA 4_AVVIAMENTO

L'avviamento, pari a 272.387 migliaia di euro (247.273 migliaia di euro al 31 dicembre 2024), nel corso del primo semestre 2025 presenta una variazione in aumento per 25.114 migliaia di euro a seguito dell'acquisizione del controllo (business combinations) del Gruppo EGEA Holding avvenuta a gennaio 2025.

Alla data del 30 giugno 2025 la contabilizzazione dell'aggregazione aziendale del gruppo EGEA Holding è incompleta e, come consentito dall'IFRS 3, il fair value delle attività identificabili acquisite, delle passività identificabili assunte e dell'avviamento è stato iscritto in maniera provvisoria.

Poiché la contabilizzazione dell'acquisizione è stata determinata solo provvisoriamente, non è ancora stato possibile allocare l'avviamento alle singole Cash Generating Unit.

L'avviamento viene considerato un'attività immateriale a vita utile indefinita e pertanto non risulta ammortizzato, ma sottoposto almeno annualmente ad impairment test al fine di verificare la recuperabilità del valore iscritto a bilancio. Dal momento che l'avviamento non genera flussi di cassa indipendenti e non può essere ceduto autonomamente, l'impairment test sugli avviamenti iscritti in bilancio è svolto facendo riferimento all'unità generatrice di flussi di cassa (Cash Generating Unit) cui gli stessi sono allocabili.

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

	migliaia di euro		
	31/12/2024	Incrementi Aggregazioni Aziendali	30/06/2025
Ambiente	28.792		28.792
Distribuzione Energia Elettrica	67.631	-	67.631
Distribuzione Gas	1.638	-	1.638
Servizio Idrico Integrato	44.405	-	44.405
Generazione Energia e Calore	7.331	-	7.331
Generazione Fotovoltaico e Eolico	31.411	-	31.411
Mercato	66.065	-	66.065
Totale avviamento allocato alle CGU	247.273	-	247.273
Avviamento provvisorio non allocato alle CGU (acquisizione gruppo EGEA Holding)	-	25.114	25.114
Totale	247.273	25.114	272.387

Cash Generating Unit Ambiente

Il valore dell'avviamento, pari a 28.792 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- all'acquisizione del controllo di Siena Ambiente avvenuta a gennaio 2024 (2.296 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di Semia Green avvenuta a ottobre 2023 (447 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di ReMat avvenuta a maggio 2023 (1.752 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di CRCM avvenuta nel mese di aprile 2022 (277 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo della società Futura avvenuta nel mese di marzo del 2021 (4.115 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo delle società operanti nel settore ambiente acquisite da Unieco avvenuta nel mese di novembre del 2020 (9.385 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di Ferrania ecologia S.r.l. avvenuta nel mese di luglio del 2019 (7.048 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo del ramo di azienda da SMC S.p.A. costituito dalla partecipazione del 48,85% del capitale sociale della Società Ecologica Territorio Ambiente (SETA) S.p.A. e delle attività di chiusura e gestione post mortem della discarica di Chivasso 0 avvenuta nel mese di ottobre del 2018 (894 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di ACAM Ambiente (gruppo ACAM) avvenuta nel mese di aprile del 2018 (2.572 migliaia di euro).

Cash Generating Unit Distribuzione Energia Elettrica

Il valore dell'avviamento, pari a 67.631 migliaia di euro, si riferisce:

- all'acquisizione nel 2000 da ENEL del ramo d'azienda relativo alla distribuzione e vendita di energia elettrica a clienti vincolati nel Comune di Torino, in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 64.608 migliaia di euro;
- all'acquisizione nel 2000 da ENEL del ramo d'azienda relativo alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 3.023 migliaia di euro.

Cash Generating Unit Distribuzione Gas

Il valore dell'avviamento, pari a 1.638 migliaia di euro, si riferisce all'acquisizione del controllo di Busseto Servizi avvenuta nel mese di gennaio del 2019.

Cash Generating Unit Servizio Idrico Integrato

Il valore dell'avviamento, pari a 44.405 migliaia di euro, deriva principalmente:

- dall'acquisizione del controllo di Acquaenna avvenuta nel mese di maggio del 2023 (479 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Amter avvenuta nel mese di marzo del 2023 (2.179 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Società dell'Acqua Potabile avvenuta nel mese di luglio del 2022 (880 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di ACAM Acque (gruppo ACAM) avvenuta nel mese di aprile del 2018 (15.442 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Acquedotto di Savona avvenuta nel mese di luglio 2015 (1.907 migliaia di euro);
- dall'acquisizione nel 2005 del controllo di Acqua Italia S.p.A. (ora Iren Acqua S.p.A.), in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 23.202 migliaia di euro.

Cash Generating Unit Generazione Energia Elettrica e Calore

Il valore dell'avviamento, pari a 7.331 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- all'acquisizione del controllo avvenuta a maggio del 2020 di un ramo d'azienda, denominato "SEI Energia", che comprende la rete di teleriscaldamento nei Comuni di Rivoli e Collegno e il 49% della società NOVE, in allora gestore della rete di teleriscaldamento nel Comune di Grugliasco (2.068 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di Iren Rinnovabili nel 2017 a seguito dell'avvenuta decadenza degli accordi di governance stipulati con l'altro socio CCPL S.p.A. che qualificavano Iren Rinnovabili come società a controllo congiunto (3.544 migliaia di euro);
- al ramo d'azienda Gestione Servizi Calore trasferito nel 2017 dalla Cash Generating Unit Mercato alla Cash Generating Unit Energia (948 migliaia di euro).

Cash Generating Unit Fotovoltaico e Eolico

Il valore dell'avviamento, pari a 31.411 migliaia di euro, si riferisce:

- all'acquisizione del controllo di WFL avvenuta nel mese di ottobre 2023 (2.154 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo del Gruppo Puglia Holding (ora Iren Green Generation) avvenuta nel mese di febbraio 2022 (29.257 migliaia di euro).

Cash Generating Unit Mercato

Il valore dell'avviamento, pari a 66.065 migliaia di euro, deriva principalmente:

- dall'acquisizione del controllo di Alegas avvenuta nel mese di aprile 2022 (15.072 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di 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 (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 (16.761 migliaia di euro);
- dal ramo d'azienda acquisito da ENEL nel 2000 e riferito alle utenze elettriche della città di Parma (7.421 migliaia di euro).

Come anticipato al paragrafo I "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" della presente relazione, nel corso del primo semestre 2025, conformemente allo IAS 36, il Gruppo ha verificato l'inesistenza di impairment trigger specifici con particolare riferimento agli avviamenti. Tale verifica ha preso in considerazione la dinamica dei tassi di attualizzazione (WACC) fatta registrare nel corso del primo semestre 2025 e il confronto dei prezzi di energia elettrica e gas consuntivati nel corso del primo semestre 2025 con quelli previsionali utilizzati nell'esercizio di impairment al 31 dicembre 2024.

Sulla base delle verifiche effettuate non si rilevano indicazioni che le attività iscritte nel bilancio chiuso al 30 giugno 2025 abbiano subito una riduzione di valore e pertanto non si è provveduto ad effettuare l'esercizio di impairment test alla data di chiusura del semestre.

NOTA 5-PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono partecipazioni in imprese in cui il Gruppo detiene il controllo congiunto o esercita un'influenza notevole. Si precisa che la valutazione a patrimonio netto viene effettuata sulla base degli ultimi bilanci disponibili (consolidati se redatti) delle partecipate.

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2025 è riportato in allegato.

La voce ammonta complessivamente a 203.859 migliaia di euro (282.462 migliaia di euro al 31 dicembre 2024). Le variazioni intervenute nell'esercizio sono presentate nelle tabelle esposte nel seguito.

Partecipazioni in società a controllo congiunto (joint venture)

	31/12/2024	Incrementi (decrementi)	Variazione area di consolida- mento	Variazioni a Conto Economico	Variazioni a Patrimonio Netto	Distribuzio- ne dividendi	migliaia di euro 30/06/2025
Acque Potabili	8.175	-	-	151	-	-	8.326
Acqui Rete Gas	-	-	229	-	-	-	229
EGEA Holding	85.320	-	(85.000)	(320)	-	-	-
Enerbrain	-	870	-	-	-	-	870
Nuova Sirio	81	(61)	-	(20)	-	-	-
Vaserie Energia	862	-	-	209	-	(100)	971
TOTALE	94.438	809	(84.771)	20	-	(100)	10.396

Per EGEA Holding la variazione area di consolidamento è relativa all'acquisizione del controllo e al conseguente consolidamento integrale della società e delle relative controllate. A seguito del controllo esercitato sul Gruppo EGEA Holding, che detiene delle quote azionarie delle società Acqui Rete Gas, quest'ultima è consolidata con il metodo del patrimonio netto con decorrenza 1° gennaio 2025.

Ad aprile 2025 l'Assemblea dei soci di Enerbrain, già partecipata dal Gruppo al 7,8%, ha deliberato l'azzeramento del Capitale Sociale per copertura perdite e un successivo aumento di capitale da euro 50.000 più sovrapprezzo, sottoscritto in maniera paritetica dal Gruppo Iren e da un altro socio (al 49,69% ciascuno), oltre a disporre la revisione degli accordi di governance. Stante la situazione di sostanziale parità dei diritti di governance tra Iren e l'altro socio, ai sensi del principio IFRS 11, Enerbrain risulta pertanto essere una joint-venture e di conseguenza viene valutata con il metodo del patrimonio netto come previsto dal principio IAS 28.

Si segnala infine che la società Acque Potabili è in stato di liquidazione, decorrente dal 31 maggio 2021.

Partecipazioni in società collegate

	31/12/2024	Incrementi (decrementi)	Variazione area di consolida- mento	Variazioni a Conto Economico	Variazioni a Patrimonio Netto	Distribuzio- ne dividendi	migliaia di euro 30/06/2025
3A	-	-	35	-	-	-	35
A2A Alfa	-	-	-	-	-	-	-
Acos	16.066	-	-	464	-	-	16.530
Acos Energia	1.243	-	-	300	-	(475)	1.068
AETA	-	-	10	-	-	-	10
Agrinord Energia	-	-	142	-	-	-	142
Aguas de San Pedro	23.003	-	-	1.790	(3.362)	(666)	20.765
Aiga	-	-	-	-	-	-	-
Amat	-	-	-	-	-	-	-
Arca	40	-	-	38	-	-	78
Arienes	21	-	-	-	-	-	21
Asa	45.586	-	-	2.449	(86)	-	47.949
Asa scpa	1.197	-	-	-	-	-	1.197
Astea	25.095	-	-	-	-	-	25.095
Asti Servizi Pubblici	20.932	-	-	985	-	(557)	21.360
Barricalla	14.654	-	-	29	-	-	14.683
BI Energia	166	-	-	(23)	-	-	143
Calore Verde	-	-	332	-	-	-	332
Centro Corsi	20	-	-	2	-	-	22
CSA	363	-	-	(8)	-	-	355
CSAI	1.668	-	-	157	-	-	1.825
E.G.U.A.	682	-	-	147	-	-	829
Etambiente	-	-	2.003	-	-	-	2.003
Fingas	-	-	-	-	-	-	-
Fratello Sole Energie Solidali	240	-	-	7	-	-	247
G.A.I.A.	14.928	-	-	10	-	-	14.938
Iniziative Ambientali	48	-	-	383	-	-	431
OMI Rinnovabili	4	-	-	-	-	-	4
Rimateria	-	-	-	-	-	-	-
SETA	13.164	-	-	1.248	-	(789)	13.623
Sistema Ambiente	3.135	-	-	227	-	-	3.362
STU Reggiane	5.769	-	-	16	-	-	5.785
Tanaro Servizi Acque	-	-	145	-	-	-	145
Tirana Acque	-	-	-	-	-	-	-
Valenza Rete Gas	-	-	486	-	-	-	486
TOTALE	188.024	-	3.153	8.221	(3.448)	(2.487)	193.463

A seguito del controllo esercitato sul Gruppo EGEA Holding, che detiene quote azionarie delle società 3A, AETA, Agrinord Energia, Calore Verde, Etambiente, Tanaro Servizi Acque e Valenza Rete Gas, queste ultime sono consolidate con il metodo del patrimonio netto con decorrenza 1° gennaio 2025.

Gli importi relativi alla colonna Variazioni a Patrimonio Netto sono dovuti principalmente alla differenza cambio (Aguas de San Pedro) e ai movimenti delle riserve di cash flow hedge e riserve utili perite attuariali IAS 19.

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 2025 è riportato in allegato.

Il dettaglio della composizione della voce è presentato nella tabella esposta nel seguito:

	31/12/2024	Variazione area di consolidamento	Incrementi	Rivalutazioni	migliaia di euro 30/06/2025
AISA Impianti	992	-	-	-	992
Autostrade Centro Padane	881	-	-	-	881
CIDIU Servizi	2.655	-	-	-	2.655
Environment Park	1.243	-	-	-	1.243
Tech4Planet	2.011	-	82	-	2.093
Altre	941	5	198	-	1.144
TOTALE	8.723	5	280	-	9.008

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 325.258 migliaia di euro (300.238 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) 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 (304.901 migliaia di euro al 30 giugno 2025, 280.760 migliaia di euro al 31 dicembre 2024);
- 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 (19.826 migliaia di euro al 30 giugno 2025, 18.947 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) che saranno recuperate a partire dal 2026 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 (531 migliaia di euro al 30 giugno 2025, invariato rispetto al 31 dicembre 2024).

Nella seguente tabella vengono riepilogati i valori delle attività (non correnti e correnti) e delle passività derivanti da contratti con clienti al fine di fornire un'informativa sulla posizione netta.

	30/06/2025	31/12/2024
Attività non correnti derivanti da contratti con clienti	325.258	300.238
Attività correnti derivanti da contratti con clienti	92.335	69.291
Passività correnti derivanti da contratti con clienti	(2.913)	(88.983)
Totale	414.680	280.546

NOTA 8_CREDITI COMMERCIALI NON CORRENTI

I crediti, che risentono dell'effetto dell'attualizzazione, ammontano a 44.975 migliaia di euro (33.840 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) 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 (28.035 migliaia di euro al 30 giugno 2025, 27.850 migliaia di euro al 31 dicembre 2024). 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 137.434 migliaia di euro (124.756 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) 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	
	30/06/2025	31/12/2024
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	5.844	5.844
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	31.888	31.951
Crediti finanziari non correnti vs altri	59.649	42.634
Fair value contratti derivati quota non corrente	17.451	22.358
Titoli diversi dalle partecipazioni	858	225
Altre attività finanziarie	21.744	21.744
Totale	137.434	124.756

Crediti finanziari non correnti verso Collegate

Si riferiscono principalmente al credito verso le società ACOS e BI Energia.

Crediti finanziari non correnti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate, pari a 31.888 migliaia di euro (31.951 migliaia di euro al 31 dicembre 2024), riguardano crediti verso il Comune di Torino e sono relativi:

- 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 (31.783 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;
- alla quota a medio lungo termine dei crediti inerenti al conto corrente che regola i rapporti tra le controllate AMIAT, Iren Smart Solutions e il Comune di Torino (106 migliaia di euro). Il contratto di conto corrente ha durata fino al 31 dicembre 2036 e gli interessi che maturano sul saldo vengono calcolati in base al costo medio effettivo sostenuto dal Gruppo Iren per la propria esposizione finanziaria.

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 85.698 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

	30/06/2025	31/12/2024
Crediti commerciali non correnti	28.035	27.850
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	1.413	36.815
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	18.978	15.818
Crediti commerciali per forniture di calore e altro	12	15
Fondo svalutazione crediti commerciali	(44)	(47)
Totale crediti commerciali correnti	20.359	52.601
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	106	167
Crediti finanziari per servizi in concessione quota non corrente	31.986	31.986
Fondo svalutazione crediti finanziari non correnti	(203)	(202)
Totale crediti finanziari non correnti	31.889	31.951
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	61	-
Crediti finanziari per interessi quota corrente	13	11
Crediti finanziari per servizi in concessione quota corrente	5.343	4.068
Fondo svalutazione crediti finanziari correnti	(2)	(2)
Totale crediti finanziari correnti	5.415	4.077
Totale	85.698	116.479

Crediti finanziari non correnti verso altri

Tra i crediti finanziari non correnti verso altri è compresa la quota a lungo termine dei crediti derivanti dall'applicazione del modello dell'attività finanziaria previsto dall'IFRIC 12 ai progetti di efficientamento legati al servizio di Illuminazione Pubblica svolto in regime di concessione in diverse città, fra cui Vercelli, Fidenza e alcuni comuni del cuneese, e i crediti per leasing finanziari relativi a impianti di climatizzazione.

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 858 migliaia di euro (225 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) e si riferiscono a titoli a cauzione valutati al costo ammortizzato.

Altre attività finanziarie

La voce ammonta a 21.744 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

	30/06/2025	31/12/2024
Depositi cauzionali	9.573	7.836
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	72.400	95.214
Altre attività non correnti	31.670	24.512
Ratei e risconti attivi non correnti	4.017	4.106
Totale	117.660	131.668

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.

Le altre attività non correnti includono crediti rivenienti dagli accordi di conciliazione del 2018 e del 2019 sottoscritti a definizione del corrispettivo degli anni 2014 – 2018 spettante alla controllata Sei Toscana in relazione al servizio di raccolta rifiuti nell'ATO Toscana Sud. Tale credito verrà incassato alla fine della concessione (31 dicembre 2033).

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 414.155 migliaia di euro (389.533 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) e si riferiscono alla fiscalità anticipata derivante da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi.

Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota del conto economico "Imposte sul reddito" (nota 42) ed al prospetto riportato in allegato.

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	
	30/06/2025	31/12/2024
Magazzino gas	1.775	11.690
Materiali di consumo e ricambi	78.890	81.956
Fondo svalutazione magazzino	(8.242)	(9.613)
Valore netto	72.423	84.033

La variazione del magazzino gas consegue alla riduzione degli stoccaggi in essere al 30 giugno 2025 rispetto al 31 dicembre del 2024.

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 2025 non sono presenti rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

NOTA 13_ATTIVITA' DERIVANTI DA CONTRATTI CON I CLIENTI CORRENTI

Le attività derivanti da contratti con i clienti correnti ammontano a 92.335 migliaia di euro (69.291 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) 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	
	30/06/2025	31/12/2024
Crediti commerciali verso clienti	1.475.319	1.597.034
Crediti commerciali verso joint ventures	224	24.633
Crediti commerciali verso collegate	24.460	50.964
Crediti commerciali verso soci parti correlate	33.104	64.500
Crediti commerciali verso altre parti correlate	4.964	7.591
Totale crediti commerciali lordi	1.538.071	1.744.722
Fondo svalutazione crediti	(328.956)	(302.268)
Totale	1.209.115	1.442.454

Si segnala che al 30 giugno 2025 sono presenti operazioni di factoring con *derecognition* del credito per 44.694 migliaia di euro, mentre ammontavano a 10.522 migliaia di euro al 31 dicembre 2024.

Nella tabella seguente è riportata l'esposizione al rischio di credito con riferimento ai crediti commerciali, unitamente alle relative perdite attese (fondo svalutazione crediti), dettagliata per fascia di scaduto:

	Crediti Commerciali lordi	Fondo Svalutazione Crediti commerciali	Percentuale di perdita media
Non scaduti	852.170	(41.404)	4,9%
Scaduti da 0 a 3 mesi	248.213	(32.403)	13,1%
Scaduti da 3 a 12 mesi	157.031	(69.848)	44,5%
Scaduti oltre 12 mesi	280.657	(185.301)	66,0%
Totale	1.538.071	(328.956)	

Nei crediti non scaduti sono compresi crediti per fatture da emettere per 489.257 migliaia di euro (863.449 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) che includono la stima dei ricavi maturati per le somministrazioni effettuate tra la data dell'ultimo rilevamento del consumo effettivo e la data di fine periodo.

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per fornitura e distribuzione di energia elettrica, gas e calore, per servizi di efficientamento energetico, della filiera ambientale e del Servizio Idrico Integrato.

Crediti verso Collegate e Joint ventures

Si tratta di crediti che il Gruppo vanta verso le proprie collegate e joint ventures, consolidate con il metodo del patrimonio netto. Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato e attinenti ai settori di attività sopraelencati.

Crediti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate si riferiscono a rapporti di natura commerciale condotti a normali condizioni di mercato, attinenti ai settori sopraelencati, con gli enti territoriali proprietari qualificati come parte correlata (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino).

Crediti verso altre parti correlate

Riguardano principalmente crediti verso le imprese controllate dagli enti territoriali proprietari (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino) e si riferiscono a normali operazioni commerciali, attinenti ai settori sopraelencati, intrattenute a condizioni di mercato.

Per maggiori dettagli in merito ai rapporti commerciali con entità correlate, si rimanda al capitolo "Informativa sui rapporti con parti correlate" e alla relativa tabella riportata in allegato.

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

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Totale
Non scaduti	203.744	249.094	169.037	229.900	395	852.170
Scaduti da 0 a 3 mesi	29.825	40.521	13.223	164.599	45	248.213
Scaduti da 3 a 12 mesi	30.846	21.445	6.307	98.397	36	157.031
Scaduti oltre 12 mesi	66.992	30.677	9.488	172.836	664	280.657
Totale Crediti Commerciali lordi	331.407	341.737	198.055	665.732	1.140	1.538.071

Fondo svalutazione crediti commerciali

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

	31/12/2024	Accantonamenti del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	30/06/2025
Fondo svalutazione crediti commerciali	302.268	44.774	(52.122)	34.036	328.956

migliaia di euro

L'accantonamento del periodo è stato effettuato per adeguare la consistenza del fondo svalutazione crediti all'ammontare delle perdite attese sulla base del modello semplificato previsto dal principio IFRS 9, dove per "perdita" si intende il valore attuale di tutti i futuri mancati incassi, opportunamente integrato per tenere conto delle aspettative future ("forward looking information"). I decrementi del periodo si riferiscono in massima parte agli utilizzi a fronte di stralci di crediti inesigibili.

Nella tabella seguente viene riportato il fondo svalutazione crediti commerciali suddiviso per settore:

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Totale
Non scaduti	(11.441)	(24.824)	(1.164)	(3.931)	(44)	(41.404)
Scaduti da 0 a 3 mesi	(5.546)	(3.241)	(2.152)	(21.456)	(8)	(32.403)
Scaduti da 3 a 12 mesi	(12.794)	(6.190)	(971)	(49.891)	(2)	(69.848)
Scaduti oltre 12 mesi	(57.559)	(27.041)	(9.488)	(90.549)	(664)	(185.301)
Totale Fondo Svalutazione Crediti Commerciali	(87.340)	(61.296)	(13.775)	(165.827)	(718)	(328.956)

migliaia di euro

NOTA 15_ATTIVITA' PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 19.573 migliaia di euro (14.474 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) 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:

	30/06/2025	31/12/2024
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	2.197	5.637
Credito verso Erario per IVA	45.496	35.193
Altri crediti di natura tributaria	110.409	66.109
Crediti tributari entro 12 mesi	158.102	106.939
Crediti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	85.420	49.451
Crediti per certificati verdi	16.337	12.933
Crediti per anticipi a fornitori	22.932	23.263
Altre attività correnti	102.456	88.848
Altre attività correnti	227.145	174.495
Ratei e risconti	54.441	17.283
Totale	439.688	298.717

migliaia di euro

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

Gli altri crediti di natura tributaria includono per 90.308 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 parte di tali crediti vengono esposti nelle attività correnti, in quanto il modello di business prevede che l'attività finanziaria sia realizzata mediante la cessione a

intermediari finanziari. L'incremento rispetto al 31 dicembre 2024 pari a 140.971 migliaia di euro è riconducibile ai crediti maturati per i lavori effettuati nel corso del primo semestre 2025.

Iren, nel settembre 2019, ha esercitato l'opzione per la costituzione del Gruppo IVA cui l'Agenzia delle Entrate ha attribuito un nuovo numero di Partita IVA con efficacia dal 1° gennaio 2020.

Le società che partecipano al Gruppo IVA al 30 giugno 2025, 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 Acqua Reggio S.r.l., Iren Laboratori S.p.A., Bonifica Autocisterne S.r.l., ASM Vercelli S.p.A., Atena Trading S.r.l., Acam Ambiente S.p.A., Acam Acque S.p.A., ReCos S.p.A., Alfa Solutions S.p.A., TRM S.p.A., San Germano S.p.A., Maira S.p.A., Formaira S.r.l., Territorio e Risorse S.r.l., Rigenera Materiali S.r.l., Re.Mat S.r.l., Bonifiche Servizi Ambientali S.r.l., Uniproject S.r.l., Manduriambiente S.p.A., Iren Ambiente Toscana S.p.A., Futura S.p.A., I Blu S.r.l., Iren Ambiente Parma S.r.l., Iren Ambiente Piacenza S.r.l., Asti Energia e Calore S.p.A., IReti Gas S.p.A., Sei Toscana S.p.A., Valdarno Ambiente S.r.l., Iren Green Generation Tech S.p.A., Valle Dora S.r.l., Dogliani Energia S.r.l., Alegas S.r.l., Ekovision S.r.l., Limes 20 S.r.l., Limes 1 S.r.l., Limes 2 S.r.l., Acquaenna S.c.p.A., Iren Acqua Piacenza S.r.l., Semia Green S.r.l., Agrovoltica S.r.l., CRCM. S.r.l..

I crediti verso la Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) si riferiscono a Titoli di Efficienza Energetica per 28.742 migliaia di euro (24.507 migliaia di euro al 31 dicembre 2024). Si segnala che una quota dei Crediti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali potrebbe non essere esigibile entro i 12 mesi successivi.

NOTA 17_ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2025	31/12/2024
Crediti finanziari verso joint venture	2.100	240
Crediti finanziari verso collegate	4.727	3.931
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	5.415	4.077
Crediti finanziari verso altri	519.991	533.159
Attività per strumenti derivati correnti	21.809	39.239
Totale	554.042	580.646

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

Crediti finanziari verso joint venture

La voce si riferisce a finanziamenti verso la società Nuova Sirio.

Crediti finanziari verso collegate

La voce si riferisce principalmente a finanziamenti verso Agrinord Energia (634 migliaia di euro), Bio Metano Cella Dati (572 migliaia di euro) e STU Reggiane (522 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 5.415 migliaia di euro (4.077 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) e sono relativi al rapporto tra la controllata Iren Smart Solutions e il Comune di Torino.

Per il dettaglio della posizione creditoria complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino si rimanda alla nota 8 "Attività finanziarie non correnti".

Crediti finanziari verso altri

La voce si riferisce per 451.900 migliaia di euro a depositi sui quali maturano interessi con scadenza a luglio e settembre 2025. Tali strumenti sono stati finalizzati con controparti bancarie e stipulati principalmente a seguito degli incassi relativi alle emissioni dei bond avvenute nei mesi di settembre 2024 e gennaio 2025.

La voce contiene inoltre i depositi versati a garanzia dell'operatività sui mercati future delle commodities (5.121 migliaia di euro) e i conti correnti vincolati della controllata TRM S.p.A. derivanti dal contratto di finanziamento che prevede di vincolare gli importi a servizio della rata in scadenza, degli oneri inerenti alle compensazioni ambientali e delle manutenzioni straordinarie dell'impianto di termovalorizzazione (33.824 migliaia di euro). La restante parte si riferisce a crediti derivanti dall'applicazione del modello dell'attività finanziaria previsto dall'IFRIC 12 al servizio di depurazione acque acquisito nel territorio marchigiano, a ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria e a crediti per leasing finanziari.

Attività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* positivo dei contratti derivati sulle commodities.

NOTA 18_DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

La voce disponibilità liquide e mezzi equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	30/06/2025	31/12/2024
Depositi bancari e postali	199.864	326.280
Denaro e valori in cassa	250	288
Totale	200.114	326.568

Le disponibilità liquide sono rappresentate dalle disponibilità in essere su depositi bancari e postali. Il Gruppo non dispone di mezzi equivalenti a disponibilità liquide, intesi come impieghi finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e soggetti ad un irrilevante rischio di variazione.

Per un dettaglio della movimentazione avvenuta nel periodo in esame si rinvia al prospetto del Rendiconto Finanziario.

NOTA 19_ATTIVITÀ POSSEDUTE PER LA VENDITA

Le attività possedute per la vendita sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il *fair value* al netto dei costi di vendita e ammontano a 12.929 migliaia di euro (790 migliaia di euro al 31 dicembre 2024). La voce si riferisce:

- per 12.139 migliaia di euro alle attività relative al Servizio Idrico Integrato di alcuni comuni della provincia di Imperia, la cui cessione sarà perfezionata in data 1° luglio 2025; in particolare si riferiscono ad assets immateriali per 8.332 migliaia di euro, a crediti per il VRG per 3.717 migliaia di euro e a rimanenze di magazzino per 90 migliaia di euro;
- per 632 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2024) alle attività nette inerenti alle concessioni del servizio idrico integrato di quattro comuni della provincia di Alessandria per le quali è in corso di definizione il subentro del nuovo gestore;
- per 158 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2024) 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	
	30/06/2025	31/12/2024
Capitale sociale	1.300.931	1.300.931
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	1.846.886	1.306.622
Risultato netto del periodo	183.573	268.471
Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti	3.331.390	2.876.024
Capitale e riserve attribuibili alle minoranze	239.426	432.562
Utile (perdita) attribuibile alle minoranze	9.284	35.111
Totale patrimonio netto consolidato	3.580.100	3.343.697

Capitale sociale

Il capitale sociale, invariato rispetto al 31 dicembre 2024, 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 38.691 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	
	30/06/2025	31/12/2024
Azioni proprie	(38.691)	(38.691)
Obbligazioni ibride perpetue	495.279	-
Riserva sovrapprezzo azioni	133.019	133.019
Riserva legale	130.332	119.707
Riserva copertura flussi finanziari	(7.178)	(32.301)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	1.134.125	1.124.888
Totale riserve	1.846.886	1.306.622

Obbligazioni ibride perpetue

Tale riserva accoglie il valore nominale, al netto dei costi di transazione e del relativo effetto fiscale, dei prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui.

Le emissioni obbligazionarie perpetue ibride non convertibili emesse sono inquadrare come strumenti rappresentativi di capitale, in quanto per tali strumenti è consentito a Iren il differimento del pagamento degli interessi nel tempo, il cui riacquisto anticipato è consentito al verificarsi di determinati eventi o alla data di reset. Sono strumenti che non possono essere convertite in azioni e, in caso di liquidazione, scioglimento o insolvenza della società, il pagamento delle cedole sarà subordinato a tutti gli altri obblighi di pagamento dell'emittente. Il corrispettivo ricevuto dalla vendita degli strumenti ed i successivi rimborsi di capitale sono contabilizzati rispettivamente ad incremento e decremento del patrimonio netto, in conformità a quanto stabilito per gli strumenti rappresentativi di capitale dal principio contabile IAS 32. Gli interessi passivi, nel momento in cui sorge un'obbligazione di pagamento, sono rilevati in riduzione del patrimonio netto.

Il 16 gennaio 2025 Iren S.p.A. ha collocato un "Bond Ibrido", dal valore nominale di 500 milioni di euro, emesso in una singola tranche per l'intero ammontare con data di regolazione 23 gennaio 2025. La cedola fissa annuale, pagabile annualmente in via posticipata nel mese di aprile a partire da aprile 2025 al verificarsi di determinate condizioni, è pari al 4,5% e sarà corrisposta fino alla prima *reset date* del 23 aprile 2030. A partire da tale data, salvo che non sia stato interamente rimborsato, il titolo maturerà un interesse pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni, incrementato di un margine iniziale di 221,2 punti base. Il margine aumenterà di 25 punti base a partire dal 2035 e di ulteriori 75 punti base dal 2050, per un importo cumulato di 100 punti base.

Il prezzo di emissione è stato fissato al 99,448% e, dunque, il rendimento effettivo alla prima *reset date* è pari al 4,625% annuo.

Nel corso del primo semestre 2025 il Gruppo ha pagato coupon a titolari di obbligazioni ibride perpetue per 5.550 migliaia di euro.

Riserva coperture di flussi finanziari

La variazione del fair value dei contratti derivati designati come strumenti di copertura efficaci viene contabilizzata in bilancio con contropartita direttamente a patrimonio netto nella riserva di copertura di flussi finanziari. Tali contratti sono stati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile e al rischio della variazione dei prezzi nei contratti di acquisto di energia elettrica e gas.

Altre riserve e Utile (perdite) accumulate

Sono composte principalmente dall'avanzo generato dalla fusione per incorporazione di AMGA in AEM Torino e successivamente di Eni in Iride, da utili e perdite portati a nuovo, dalla riserva che accoglie gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione dei benefici ai dipendenti successivi al rapporto di lavoro.

Nel corso del 2025 sono variate principalmente per il riporto a nuovo degli utili dell'esercizio 2024 non distribuiti (93.227 migliaia di euro).

Dividendi

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Iren S.p.A. ha approvato in data 24 aprile 2025 il Bilancio d'Esercizio al 31 dicembre 2024 della Società e la Relazione sulla Gestione, e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,1283 euro per azione ordinaria, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione. Il dividendo è stato posto in pagamento a partire dal giorno 25 giugno 2025, contro stacco cedola il 23 giugno 2025 e record date il 24 giugno 2025. 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 164.618.616.

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, il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni ed i flussi da distribuire ai detentori di strumento ibrido e ha l'obiettivo di mantenere un equilibrio tra l'ottenimento di maggiori rendimenti tramite il ricorso ad indebitamento e i vantaggi e la sicurezza offerti da una solida situazione patrimoniale.

PASSIVITA' NON CORRENTI

NOTA 21_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 4.443.418 migliaia di euro (4.460.916 migliaia di euro al 31 dicembre 2024).

Obbligazioni

Ammontano a 2.995.510 migliaia di euro, con scadenza oltre 12 mesi (2.992.913 migliaia di euro al 31 dicembre 2024). La voce è costituita da posizioni della Capogruppo riferite ad emissioni di Public e Private Bond, contabilizzate a costo ammortizzato, a fronte di un complessivo importo nominale in circolazione al 30 giugno 2025 di 3.024.000 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2024). Di seguito il dettaglio dei Bond con scadenza oltre 12 mesi:

- Green Bond scadenza ottobre 2027, cedola 1,5%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 497.513 migliaia di euro);
- Green Bond scadenza ottobre 2029, cedola 0,875%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 497.606 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 491.273 migliaia di euro);
- Green Private Placement scadenza agosto 2028, cedola 2,875%, importo in circolazione 40 milioni di euro (importo a costo ammortizzato 39.790 migliaia di euro);
- Green Bond scadenza luglio 2032, cedola 3,875%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 496.115 migliaia di euro);
- Green Bond emesso scadenza settembre 2033, cedola 3,625%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 494.658 migliaia di euro);
- Bond scadenza luglio 2030, cedola 1%, importo in circolazione 484 milioni di euro (importo a costo ammortizzato 478.555 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 2024 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 ammontano a 1.171.021 migliaia di euro (1.387.786 migliaia di euro al 31 dicembre 2024). 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.	2,358% - 3,452%	
periodo di scadenza	2026-2044	2026-2041	
1.7.2026 – 30.6.2027	374	83.756	84.130
1.7.2027 – 30.6.2028	396	253.002	253.398
1.7.2028 – 30.6.2029	418	358.054	358.472
1.7.2029 – 30.6.2030	442	80.490	80.932
Successivi	1.795	392.294	394.089
Totale debiti oltre 12 mesi al 30/6/2025	3.425	1.167.596	1.171.021
Totale debiti oltre 12 mesi al 31/12/2024	2.606	1.385.180	1.387.786

I finanziamenti sono tutti denominati in euro.

Le movimentazioni dei finanziamenti a medio lungo termine avvenute nel corso del semestre sono qui di seguito riepilogate:

migliaia di euro

	31/12/2024					30/6/2025
	Totale debiti oltre 12 mesi	Incrementi	Variazione area consolidamento	Riduzioni	Variazione costo ammortizzato	Totale debiti oltre 12 mesi
- a tasso fisso	2.606	-	70.101	(69.294)	12	3.425
- a tasso variabile	1.385.180	70.000	95.009	(383.468)	875	1.167.596
TOTALE	1.387.786	70.000	165.110	(452.762)	887	1.171.021

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 30 giugno 2025 risulta in riduzione rispetto al 31 dicembre 2024, per l'effetto combinato di:

- incremento per 70.000 migliaia di euro di finanziamenti a medio-lungo termine per erogazioni su linee CEB (Council of Europe Development Bank) in capo a Iren Spa;
- incremento per 165.110 migliaia di euro di finanziamenti a medio-lungo termine in capo a società del Gruppo EGEA Holding entrate nel perimetro di consolidamento a inizio 2025;
- riduzione per 452.762 migliaia di euro per la classificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi e per il rimborso anticipato di posizioni in essere. Tra queste ultime si segnalano 161.332 migliaia di euro relativi a finanziamenti a medio-lungo termine in capo a società del Gruppo EGEA Holding;
- aumento per 887 migliaia di euro per la contabilizzazione al costo ammortizzato dei finanziamenti.

Altre passività finanziarie

Ammontano a 276.886 migliaia di euro (80.217 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) e si riferiscono:

- per 20.304 migliaia di euro (21.479 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) al *fair value* dei contratti derivati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile e del prezzo delle commodities (per il commento si rinvia al paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo");
- Per 62.319 migliaia di euro (53.393 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) a debiti per contratti di leasing;
- per 3.254 migliaia di euro (3.166 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) alle passività relative 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 ReMat, pari al 5,23%% del capitale sociale e in Nord Ovest Servizi S.p.A., pari al 25% del capitale sociale, detenuta in parte da SMAT e in parte da GTT;

- per 191.009 migliaia di euro (2.171 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) a debiti finanziari verso altri, i cui importi più significativi si riferiscono al debito per la quota di prezzo differita al 2029 relativa all'acquisto del 40% della controllata Iren Acqua e 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 2025 hanno avuto la seguente movimentazione:

	31/12/2024	Variazione area di consolida- mento	Erogazioni del periodo	Obbligazioni maturate nel periodo	Oneri finanziari	Riclassifiche	migliaia di euro 30/06/2025
Trattamento di fine rapporto	72.194	4.110	(3.898)	512	1.166	(110)	73.974
Mensilità aggiuntive (premio anzianità)	3.051	-	(190)	35	48	-	2.944
Premio fedeltà	2.015	-	(41)	40	29	-	2.043
Agevolazioni tariffarie	2.930	-	(44)	-	27	-	2.913
Fondo premungas	1.305	-	(150)	-	22	-	1.177
Totale	81.495	4.110	(4.323)	587	1.292	(110)	83.051

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del primo semestre 2025 al consolidamento delle Società Ex Gruppo EGEA da parte di Holding avente efficacia dal 1° gennaio 2025.

La colonna "riclassifiche" si riferisce ai saldi relativi al ramo d'azienda del Servizio Idrico Integrato di alcuni comuni della provincia di Imperia, ceduti a inizio luglio 2025.

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 espone in precedenza è effettuata da attuari indipendenti. Si sottolinea che la passività relativa ai programmi a benefici definiti, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici.

Allo scopo di definire l'ammontare del valore attuale delle obbligazioni si è proceduto alla stima delle future prestazioni che, sulla base di ipotesi evolutive connesse sia allo sviluppo numerico della collettività, sia allo sviluppo retributivo, saranno erogate a favore di ciascun dipendente nel caso di prosecuzione dell'attività lavorativa, pensionamento, decesso, dimissioni o richiesta di anticipazione.

Ai fini della scelta del tasso di sconto adottato nelle valutazioni previste dallo IAS 19, sono stati considerati i seguenti elementi:

- mercato dei titoli di riferimento;
- data di riferimento delle valutazioni;
- durata media prevista delle passività in esame.

La durata media residua delle passività è stata ottenuta come media ponderata delle durate medie residue delle passività relative a tutti i benefici e a tutte le Società del Gruppo.

Le ipotesi di natura economico-finanziaria adottate per le elaborazioni sono le seguenti:

Tasso annuo di attualizzazione	2,69%-3,38%
Tasso annuo di inflazione	2,00%
Tasso annuo incremento TFR	3,00%

NOTA 23_FONDI PER RISCHI ED ONERI

La voce ammonta a 293.162 migliaia di euro (276.258 migliaia di euro al 31 dicembre 2024). Il dettaglio è esposto nella seguente tabella e si riferisce sia alla quota corrente che alla quota non corrente, presente in questa voce:

	31/12/2024	Incrementi	Decrementi	(Proventi) oneri da attualiz- zazione	Variazione area di consolida- mento	30/06/2025	importi in euro Quota non corrente
Fondo ripristino beni di terzi	29.487	420	-	539	-	30.446	30.446
Fondi post mortem	79.048	1.281	(2.255)	1.957	-	80.031	75.335
Fondo smantellamento e bonifica area	49.935	-	(2.139)	1.704	169	49.669	49.626
Fondo oneri esodo personale	12.043	125	(1.110)	182	-	11.240	10.317
Obbligo annullamento ETS	194.187	96.113	(11.599)	-	-	278.701	-
Altri fondi per rischi ed oneri	192.947	8.249	(15.851)	-	32.016	217.361	127.438
TOTALE	557.647	106.188	(32.954)	4.382	32.185	667.448	293.162

Nel caso in cui l'effetto dell'attualizzazione del valore del denaro sia significativo, i fondi vengono attualizzati utilizzando un tasso di sconto ante imposte che, in base al periodo temporale previsto per i flussi finanziari futuri, non supera il 4,6%.

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisiti a gennaio 2025 relativi alle società del gruppo EGEA Holding.

Fondo ripristino beni di terzi

La voce è costituita per accogliere gli oneri relativi al ripristino del complesso dei beni e delle dotazioni afferenti alla gestione del Servizio Idrico Integrato nella provincia di Parma di proprietà di Parma Infrastrutture: tale complesso di beni viene utilizzato per svolgere il servizio a fronte della corresponsione di un canone. Il relativo fondo viene stimato in funzione dell'ammortamento dei beni stessi e verrà smobilizzato in deduzione dal corrispettivo che dovrà essere versato al Gruppo dall'eventuale nuovo gestore entrante oppure secondo le modalità eventualmente previste dalle condizioni di aggiudicazione della concessione.

Fondi post mortem

Si tratta principalmente di fondi costituiti per oneri futuri di recupero ambientale degli impianti ad interrimento controllato e che comprendono anche i costi della gestione post-operativa fino alla completa riconversione "a verde" delle aree interessate. Tali fondi sono supportati da apposite perizie periodicamente aggiornate al fine di adeguare i fondi esistenti alla stima dei costi futuri da sostenere. I decrementi si riferiscono, appunto, agli utilizzi a fronte di costi sostenuti nella fase di post-esercizio fino alla completa mineralizzazione del rifiuto, nonché alla riconversione delle aree dei bacini interessati a discarica.

Fondo smantellamento e bonifica area

Il "Fondo smantellamento e bonifica area" rappresenta la stima degli oneri legati al futuro smantellamento degli impianti di termovalorizzazione e, in misura minore, dei parchi fotovoltaici del Gruppo.

Fondo oneri esodo personale

Il fondo si riferisce agli oneri legati all'esodo di una parte del personale, che prevede l'accompagnamento incentivato alla pensione di una parte dei dipendenti occupati, mediante adesioni su base volontaria tra i lavoratori del Gruppo potenzialmente interessati. L'operazione si iscrive in un più ampio quadro di riequilibrio professionale e demografico del personale del Gruppo Iren, a fronte di un piano di inserimento di giovani.

L'incentivazione, a totale carico del Gruppo Iren (in applicazione dell'art. 4 della legge 92/2012), consentirà al personale in possesso dei requisiti di legge di andare in pensione in via anticipata rispetto alla data di maturazione.

Lo stanziamento rappresenta la stima della corresponsione a favore dei dipendenti interessati al Piano, tramite Istituto Previdenziale, di una prestazione di importo pari al trattamento di pensione che spetterebbe in base alle regole vigenti (c.d. isopensione) con versamento all'Istituto Previdenziale della contribuzione fino al raggiungimento dei requisiti minimi per il pensionamento (in conformità alla citata legge 92/2012), ed una somma, per ognuno degli interessati, a titolo di una tantum come incentivazione.

Obbligo annullamento ETS

La voce si riferisce agli obblighi legati ai diritti di emissione di anidride carbonica secondo l'Emission Trading Scheme. L'incremento riguarda la stima dei costi, osservabili in base alle quotazioni di mercato al termine del periodo, relativi ai diritti ancora da acquisire per adempiere, secondo le tempistiche previste, all'obbligo dello stesso periodo.

I decrementi si riferiscono all'adeguamento del fondo stanziato per l'obbligo dell'esercizio precedente, a fronte dell'aggiornamento del valore unitario dei titoli ancora da acquistare sulla base delle quotazioni di mercato al termine del periodo.

Altri fondi per rischi e oneri

L'ammontare del fondo si riferisce principalmente ai rischi probabili di maggiori oneri afferenti ai business del Gruppo, allo stanziamento dell'onere relativo al meccanismo di compensazione a due vie dei prezzi dell'energia elettrica ex-DL Sostegni Ter, alla stima dell'IMU da versare sul valore degli impianti delle centrali calcolata come previsto dal DL n. 44/2005, agli oneri per compensazioni ambientali, a rischi di natura fiscale, giuslavoristica e regolatoria e a probabili oneri inerenti a contenziosi vari.

Nel corso del primo semestre 2025 sono stati effettuati rilasci per 2.488 migliaia di euro, relativi principalmente al risolversi di contenziosi vari per i quali non sussiste più la necessità di mantenere in essere i relativi fondi.

La parte corrente riferita ai fondi sopra descritti è esposta nella voce "fondi quota corrente" (nota 31).

NOTA 24_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 126.278 migliaia di euro (116.857 migliaia di euro al 31 dicembre 2024), 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.

Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota del conto economico "Imposte sul reddito", nota 42 e al prospetto riportato in allegato.

NOTA 25_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2025	31/12/2024
Debiti oltre 12 mesi	136.703	68.519
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	734.085	679.712
Ratei e risconti passivi non correnti	3.394	3.328
Totale	874.182	751.559

L'incremento della voce "Debiti oltre 12 mesi" si riferisce per 65.626 migliaia di euro alla quota a lungo termine della passività fiscale relativa alla transazione formulata con l'Agenzia delle Entrate nell'ambito della composizione negoziata della crisi ex "Codice della Crisi" del gruppo EGEA. La voce accoglie inoltre i saldi relativi ad anticipi versati da utenti a garanzia della fornitura di acqua e a debiti nei confronti degli utenti aventi diritto alla restituzione della tariffa di depurazione del Servizio idrico integrato a seguito della Sentenza della Cassazione del 14 luglio 2023.

Tra i risconti passivi per contributi in conto impianti quota non corrente sono compresi gli importi relativi ai contributi di allacciamento per un importo pari a 211.426 migliaia di euro e alla componente Fo.N.I. (Fondo Nuovi Investimenti), per un importo pari a 78.048 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 10.744 e 4.056 migliaia di euro e viene esposta nella voce "Debiti vari e altre passività correnti tra i risconti passivi" per contributi c/impianto.

PASSIVITA' CORRENTI**NOTA 26_PASSIVITA' FINANZIARIE CORRENTI**

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

Le passività finanziarie a breve termine sono così suddivise:

	migliaia di euro	
	30/06/2025	31/12/2024
Obbligazioni	475.778	475.282
Debiti verso istituti di credito	127.229	100.423
Debiti finanziari verso società collegate	311	986
Debiti finanziari verso soci parti correlate	4.972	6.067
Debiti finanziari verso altre parti correlate	6	7
Debiti finanziari per leasing	14.596	16.150
Debiti finanziari verso altri	31.669	15.243
Passività per strumenti derivati correnti	26.548	42.372
Totale	681.109	656.530

Obbligazioni

Si tratta del Green Bond con scadenza settembre 2025, cedola 1,95%, importo in circolazione 476 milioni di euro. Il valore contabile è esposto a costo ammortizzato per 475.778 migliaia di euro (475.282 migliaia di euro al 31 dicembre 2024).

Debiti finanziari verso istituti di credito

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

	migliaia di euro	
	30/6/2025	31/12/2024
Mutui – quota a breve	76.245	75.362
Altri debiti verso banche a breve	443	500
Ratei e risconti passivi finanziari	50.541	24.561
Totale	127.229	100.423

Debiti finanziari verso collegate

Si riferiscono ai debiti verso Arienese per 311 migliaia di euro.

Debiti finanziari verso soci parti correlate

Si riferiscono a dividendi della società TRM ancora da liquidare al socio Comune di Torino.

Debiti finanziari verso altri

Ammontano a 31.669 migliaia di euro (15.243 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) e si riferiscono principalmente all'incasso anticipato della cessione del ramo relativo al Servizio Idrico Integrato di alcuni comuni della provincia di Imperia (10.981 migliaia di euro), alla valutazione al fair value dell'opzione di vendita della partecipazione di minoranza in IBlu S.r.l. (4.026 migliaia di euro), pari al 20% del capitale sociale, detenuta da Idealservice; la voce accoglie inoltre debiti verso factor (10.268 migliaia di euro).

Passività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al fair value dei contratti derivati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei prezzi delle commodities.

NOTA 27_DEBITI COMMERCIALI

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

	migliaia di euro	
	30/06/2025	31/12/2024
Debiti verso fornitori	1.360.301	1.697.532
Debiti commerciali verso joint venture	26	(1)
Debiti commerciali verso collegate	16.783	7.461
Debiti commerciali verso soci parti correlate	4.588	7.257
Debiti commerciali verso altre parti correlate	6.842	28.125
Acconti esigibili entro 12 mesi	4.222	6.100
Depositi cauzionali entro 12 mesi	6.000	5.599
Debiti verso clienti per vincoli da rimborsare entro 12 mesi	23.692	35.125
Totale	1.422.454	1.787.198

I debiti verso clienti per vincoli da rimborsare entro 12 mesi si riferiscono alla passività iscritta nei confronti degli utenti aventi diritto alla restituzione della tariffa di depurazione del Servizio idrico integrato a seguito della Sentenza della Cassazione del 14 luglio 2023, che ha stabilito la non debenza della tariffa stessa da parte delle utenze nei cui confronti non viene fornito un trattamento secondario di depurazione.

NOTA 28_PASSIVITA' DERIVANTI DA CONTRATTI CON I CLIENTI

La voce ammonta a 2.913 migliaia di euro (88.983 migliaia di euro al 31 dicembre 2024), 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	
	30/06/2025	31/12/2024
Debito per IVA	10.007	5.088
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	23.514	124
Debiti per IRPEF	1.607	1.772
Altri debiti tributari	35.237	30.433
Debiti tributari entro 12 mesi	70.365	37.417
Debiti verso dipendenti	90.737	74.431
Debiti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	48.453	49.365
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	35.721	34.348
Altre passività correnti	114.170	118.932
Altri debiti entro 12 mesi	289.081	277.076
Ratei e Risconti passivi	43.419	39.200
Totale	402.865	353.693

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

Le altre passività correnti si riferiscono principalmente alle stime di costo per gli obblighi relativi ai titoli di efficienza energetica, ai debiti per componenti tariffarie della distribuzione elettrica da versare al GSE, ai debiti per canoni di depurazione, ai debiti per canone RAI riscosso in bolletta.

NOTA 30_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La voce "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 98.089 migliaia di euro (12.743 migliaia di euro al 31 dicembre 2024), è composta da debiti IRES e IRAP che includono la stima delle imposte dell'esercizio corrente.

NOTA 31_FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 374.286 migliaia di euro (281.389 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) e si riferisce alla quota a breve dei fondi, così suddivisa:

- fondi post mortem e smantellamento e bonifica area per complessivi 4.739 migliaia di euro;
- fondo oneri esodo personale per 923 migliaia di euro;
- fondo oneri relativi all'obbligo di annullamento delle quote di emissione ETS per 278.701 migliaia di euro;
- altri fondi rischi per 89.923 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

Le passività correlate ad attività possedute per la vendita, pari a 1.740 migliaia di euro, si riferiscono al Servizio Idrico Integrato di alcuni comuni della provincia di Imperia, la cui cessione sarà perfezionata in data 1° luglio 2025, e riguardano risconti sui contributi per 1.630 migliaia di euro e passività per Trattamento di Fine Rapporto di lavoro per 110 migliaia di euro.

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	
	30/06/2025	31/12/2024
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(136.976)	(124.355)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	4.442.920	4.460.915
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	4.305.944	4.336.560
Attività finanziarie a breve termine	(732.347)	(867.975)
Indebitamento finanziario a breve termine	654.561	614.158
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(77.786)	(253.817)
Indebitamento finanziario netto	4.228.158	4.082.743

Si specifica che, nel calcolo dell'Indebitamento finanziario netto, dai debiti finanziari a breve, medio e lungo termine e dalle attività finanziarie a breve, medio e lungo termine viene escluso il fair value dei derivati su commodity.

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 32.092 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino e per 5.844 migliaia di euro a crediti verso società collegate.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 5.417 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino e per 6.827 migliaia di euro a crediti verso società collegate e joint venture.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 4.972 migliaia di euro a debiti verso il Comune di Torino per dividendi, per 311 migliaia di euro a debiti verso società collegate e per 6 migliaia di euro a debiti verso altre parti correlate.

Si riporta di seguito la posizione finanziaria netta secondo la struttura proposta dall'ESMA nel documento del 4 marzo 2021 *Orientamenti in materia di obblighi di informativa ai sensi del regolamento sul prospetto* e recepita da parte di Consob con il *Richiamo di attenzione n. 5/21 del 29 aprile 2021*.

	migliaia di euro	
	30/06/2025	31/12/2024
A. Disponibilità liquide	(200.114)	(326.568)
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	(457.021)	(465.034)
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(657.135)	(791.602)
E. Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	87.942	47.364
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	566.619	566.794
G. Indebitamento finanziario corrente (E + F)	654.561	614.158
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G - D)	(2.574)	(177.444)
I. Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	1.447.410	1.468.002
J. Strumenti di debito	2.995.510	2.992.913
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
L. Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)	4.442.920	4.460.915
M. Totale indebitamento finanziario (H + L)	4.440.346	4.283.471

Tra gli allegati del bilancio consolidato viene riportato il prospetto di riconciliazione tra il "Totale indebitamento finanziario", calcolato secondo la struttura proposta dall'ESMA, e l'"indebitamento finanziario netto" calcolato secondo la policy del Gruppo Iren e riportato all'inizio del presente paragrafo.

Nella tabella seguente viene riportata la movimentazione dell'esercizio delle passività finanziarie correnti e non correnti.

	migliaia di euro
Passività finanziari correnti e non correnti 31.12.2024	5.075.073
Variazioni monetarie come riportato nel rendiconto finanziario	
Sottoscrizione di finanziamenti a medio lungo termine	70.000
Rimborso di finanziamenti a medio lungo termine	(451.879)
Rimborso debiti finanziari per leasing	(10.767)
Variazione altri debiti finanziari	(992)
Interessi pagati	(45.799)
Dividendi pagati	177.018
Variazioni non monetarie	
Passività acquisite a seguito di variazione area di consolidamento	197.770
Passività per acquisto quote di partecipazioni in imprese consolidate	188.420
Nuovi contratti di leasing finanziari	3.940
Variazione di fair value strumenti derivati	(1.178)
Interessi e altri oneri finanziari di competenza	73.270
Dividendi deliberati	(177.395)
Passività finanziari correnti e non correnti 30.06.2025	5.097.481

X. Informazioni sul conto economico

I commenti e le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

Il conto economico consolidato del Gruppo a partire dal 1° gennaio 2025 accoglie le grandezze economiche delle società del Gruppo EGEA Holding; i risultati economici del primo semestre 2025 sono quindi influenzati dall'inclusione di tali grandezze nel perimetro di consolidamento.

RICAVI

NOTA 33_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 3.357.047 migliaia di euro (2.637.373 nel primo semestre 2024) e viene dettagliata nella seguente tabella.

	migliaia di euro	
	I Semestre 2025	I Semestre 2024
Ricavi energia elettrica	1.482.204	988.130
Ricavi calore	176.394	119.135
Ricavi gas	511.030	474.759
Ricavi servizio idrico integrato	296.777	282.201
Ricavi raccolta e smaltimento rifiuti	522.251	488.554
Ricavi per servizi di costruzione di beni in concessione	133.905	113.085
Ricavi per altri servizi	234.486	171.509
Totale	3.357.047	2.637.373

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 "Analisi per settori di attività".

	migliaia di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Elisioni	Totale
Ricavi per Beni e servizi	577.883	628.811	1.319.543	1.910.326	13.700	(1.093.216)	3.357.047
Altri ricavi	98.997	60.106	106.795	51.684	2.120	(191.148)	128.554
Totale	676.880	688.917	1.426.338	1.962.010	15.820	(1.284.364)	3.485.601

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	83.333	28.177	987.991	929.671	-	(546.968)	1.482.204
Ricavi teleriscaldamento	-	8.994	185.276	-	-	(17.876)	176.394
Ricavi gas	69.360	2.802	-	948.054	-	(509.186)	511.030
Ricavi servizio idrico integrato	292.739	1.719	-	-	-	2.319	296.777
Ricavi igiene ambientale	18	529.527	-	-	-	(7.294)	522.251
Ricavi servizi di costruzione di beni in concessione - IFRIC 12	110.472	21.149	2.284	-	-	-	133.905
Ricavi altri servizi	21.961	36.443	143.992	32.601	13.700	(14.211)	234.486
Totale Ricavi per beni e servizi	577.883	628.811	1.319.543	1.910.326	13.700	(1.093.216)	3.357.047

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 simultaneamente riceve e utilizza i benefici derivanti dalla prestazione effettuata man mano che quest'ultima viene resa.

I ricavi in oggetto comprendono la stima delle erogazioni effettuate, ma non ancora fatturate. Tale stima è fondata sul profilo di consumo storico del cliente, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possano influire sui consumi stessi.

In tale contesto, i ricavi del servizio di distribuzione di energia elettrica e gas, fornito mediante le reti del Gruppo a venditori terzi, vengono iscritti sulla base delle tariffe determinate dalle competenti Autorità per riflettere la retribuzione riconosciuta a fronte degli investimenti effettuati, tenendo conto dei meccanismi perequativi previsti. Anch'essi fanno riferimento a prestazioni volte a adempiere le relative obbligazioni su base continuativa, in un'ottica di continuità del servizio erogato propria dei business a rete.

Servizio Idrico Integrato

Analogamente agli altri business a rete sopracitati, i servizi di acquedotto (captazione, potabilizzazione, sollevamento e distribuzione), fognatura e depurazione dei reflui attengono a obbligazioni adempiute nel corso del tempo. Anch'essi vengono iscritti sulla base delle tariffe determinate dalle competenti autorità per riflettere la retribuzione riconosciuta a fronte degli investimenti effettuati.

Ricavi igiene ambientale

I ricavi generati dalla filiera ambientale attengono essenzialmente:

- alla raccolta e all'igiene urbana, in cui le obbligazioni di fare vengono adempiute continuativamente nel corso del tempo sulla base degli affidamenti in essere;
- al trattamento dei rifiuti urbani e speciali, incluso il loro smaltimento e valorizzazione. In merito, il Gruppo valuta le relative prestazioni come fornite nel corso del tempo, in particolare con riferimento allo smaltimento continuativo di unità di rifiuti fra loro omogenee, anche nell'ambito delle convenzioni in essere con le competenti autorità.

Si segnala inoltre che in tale contesto sono presenti, in misura residuale, prestazioni fornite puntualmente e attinenti a obbligazioni emergenti ad evento (es. il servizio di sgombero neve).

Ricavi altri servizi

I ricavi ricompresi in tale voce fanno riferimento in particolare:

- alle prestazioni attinenti alla gestione dei servizi energetici, incluso il servizio di manutenzione, e alle commesse di efficientamento energetico di impianti ed edifici. Entrambe fanno riferimento a obbligazioni adempiute nel corso del tempo. In particolare, i ricavi afferenti alle commesse di efficientamento vengono rilevati secondo lo stato di avanzamento dei lavori su ordinazione, desunto dai costi sostenuti in base al totale dei costi attesi stimati, mediante l'iscrizione di un'attività derivante da contratti con i clienti sino al momento del completo adempimento dell'obbligazione stessa;
- ai prodotti/servizi collaterali alla vendita di *commodities*, distintamente individuati, che riguardano obbligazioni di fare adempiute puntualmente all'atto del trasferimento del prodotto/servizio al cliente;
- a ricavi diversi e continuativi attinenti, fra l'altro, a sistemi informativi, servizi immobiliari e analisi di laboratorio.

NOTA 34_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi ammontano complessivamente a 128.554 migliaia di euro (60.237 migliaia di euro nel primo semestre 2024) 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 2025	I semestre 2024
Contributi c/impianto	9.633	8.613
Contributi allacciamento	6.467	5.959
Altri contributi	4.132	4.239
Totale	20.232	18.811

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 2025	I semestre 2024
Ricavo incentivo ex-Certificati Verdi	40.423	6.756
Ricavi Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	10.722	9.476
Ricavi Quote di emissione CO ₂	6.806	-
Totale	57.951	16.232

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	I semestre 2025	I semestre 2024
Ricavi da contratti di servizio	2.821	517
Ricavi da affitti attivi e noleggi	1.250	668
Plusvalenze da alienazione di beni	475	368
Recuperi assicurativi	2.811	406
Rimborsi diversi	3.532	3.207
Altri ricavi e proventi	39.482	20.028
Totale	50.371	25.194

L'incremento della voce "Altri ricavi e proventi" è dovuto al riconoscimento dei premi per la qualità tecnica e commerciale del servizio idrico integrato (periodo 2022-2023) riconosciuti da ARERA.

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 2025	I semestre 2024
Acquisto energia elettrica	390.279	168.157
Acquisto gas	739.406	563.291
Acquisto calore	4.438	168
Acquisto altri combustibili	159	238
Acquisto acqua	4.517	4.098
Altre materie prime e materiali magazzino	89.183	89.675
Emission trading	139.994	88.465
Certificati Bianchi	4.528	9.345
Variazione delle rimanenze	14.785	(14.246)
Totale	1.387.289	909.191

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci aumentano di 478.098 migliaia di euro. L'aumento dei costi di acquisto di energia elettrica e gas è legato principalmente all'incremento dei prezzi delle commodities e dei maggiori volumi di energia elettrica acquistati in borsa nel semestre corrente.

L'acquisto di materie prime e materiali a magazzino è legato alla commercializzazione alla clientela retail di prodotti nell'area della domotica, del risparmio energetico e della manutenzione di impianti domestici e, in misura minore, ai carburanti per gli automezzi operativi. La variazione delle rimanenze è influenzata dagli stoccaggi gas.

NOTA 36_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi ammontano a 1.003.170 migliaia di euro (813.218 migliaia di euro nel primo semestre 2024) e sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2025	I semestre 2024
Trasporto energia elettrica e oneri sistema elettrico	337.153	242.661
Vettoriamiento gas	59.430	38.467
Lavori di terzi, manutenzioni e prestazioni industriali	225.176	175.210
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	188.253	169.935
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	9.356	8.737
Consulenze tecniche, amministrative, commerciali e spese pubblicitarie	48.221	51.279
Spese legali e notarili	2.116	5.890
Assicurazioni	14.966	14.425
Spese bancarie	6.649	5.248
Spese telefoniche	3.746	3.284
Spese per informatica	35.472	28.156
Servizi di lettura e bollettazione	8.936	8.726
Compensi Collegio Sindacale	946	797
Altri costi per servizi	42.638	41.192
Totale costi per servizi	983.058	794.007

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: la voce si incrementa in buona parte a seguito dei maggiori costi di trasporto e della chiusura di stime di esercizi precedenti.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 20.112 migliaia di euro (19.211 migliaia di euro nel primo semestre 2024). 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 58.227 migliaia di euro (48.048 migliaia di euro nel primo semestre 2024) e sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2025	I semestre 2024
Spese generali	23.191	12.069
Canoni e sovraccanoni di derivazione	16.065	17.345
Imposte e tasse	14.237	14.583
Minusvalenze da alienazione di beni	765	453
Altri oneri diversi di gestione	3.969	3.598
Totale	58.227	48.048

Le spese generali ricomprendono fra l'altro contributi di funzionamento ad enti vari e penalità sulla qualità dei servizi e da fornitori. 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 include le rettifiche di costi di competenza di esercizi precedenti.

NOTA 38_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

I costi per lavori interni capitalizzati ammontano a 28.025 migliaia di euro (27.546 migliaia di euro nel primo semestre 2024) e riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse e fattori produttivi interni.

	migliaia di euro	
	I semestre 2025	I semestre 2024
Manodopera capitalizzata	(20.199)	(19.619)
Materiali di magazzino capitalizzati	(7.826)	(7.927)
Totale	(28.025)	(27.546)

NOTA 39_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale si attestano a 338.703 migliaia di euro (318.944 migliaia di euro nel primo semestre 2024) e sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	I semestre 2025	I semestre 2024
Retribuzioni lorde	241.878	227.929
Oneri sociali	74.655	69.490
TFR	512	447
Altri benefici a lungo termine dipendenti	75	85
Altri costi per il personale	20.379	19.799
Compensi amministratori	1.204	1.194
Totale	338.703	318.944

Si segnala che, come riportato in nota 38, sono stati capitalizzati 20.199 migliaia di euro di costi relativi al personale dipendente.

Gli altri costi del personale comprendono i contributi ai fini assistenziali e ricreativi, il contributo al fondo assistenza sanitaria integrativa, l'assicurazione infortuni extra-lavoro, la quota TFR ed i contributi a carico del datore di lavoro destinati ai fondi pensione integrativi.

La composizione del personale è evidenziata nella tabella seguente.

	30/06/2025	31/12/2024	Media del periodo
Dirigenti	122	109	122
Quadri	392	401	401
Impiegati	4.902	4.703	4.895
Operai	6.446	6.098	6.428
Totale	11.862	11.311	11.846

Le variazioni nella consistenza dell'organico rispetto al 31 dicembre 2024 sono principalmente riconducibili:

- all'avvio/conclusione di servizi svolti in appalto nell'ambito della BU Ambiente;
- alla prosecuzione del piano di ricambio generazionale;
- al consolidamento delle società del Gruppo EGEA Holding a partire da gennaio 2025, per complessive 570 risorse.

NOTA 40_AMMORTAMENTI

Gli ammortamenti del periodo ammontano a 350.009 migliaia di euro (321.301 migliaia di euro nel primo semestre 2024).

	migliaia di euro	
	I semestre 2025	I semestre 2024
Attività materiali e investimenti immobiliari	147.947	187.876
Attività immateriali	202.062	133.425
Totale	350.009	321.301

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 49.918 migliaia di euro (35.277 migliaia di euro nel primo semestre 2024) ed è dettagliata nella tabella seguente.

	migliaia di euro	
	I semestre 2025	I semestre 2024
Accantonamento a Fondo Svalutazione Crediti commerciali	44.774	33.961
Accantonamento a Fondo Svalutazione Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti e Altre attività correnti	-	263
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	44.774	34.224
Accantonamento Fondo ripristino beni di terzi	420	966
Accantonamento Fondi post-mortem	1.281	431
Accantonamenti per rischi e altri	4.205	2.611
Rilascio fondi	(762)	(2.955)
Totale altri accantonamenti netti e svalutazioni	5.144	1.053
Totale	49.918	35.277

L'accantonamento del periodo è stato effettuato per adeguare la consistenza del fondo svalutazione crediti all'ammontare delle perdite attese sulla base del modello semplificato previsto dal principio IFRS 9, dove per "perdita" si intende il valore attuale di tutti i futuri mancati incassi, opportunamente integrato per tenere conto delle aspettative future ("forward looking information").

L'andamento degli accantonamenti a fondi rischi è principalmente riferibile a onerosità probabili nel settore ambiente, mentre i rilasci si riferiscono al venir meno di rischi legati all'IMU e a vertenze del personale.

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 20.636 migliaia di euro (26.908 migliaia di euro nel primo semestre 2024). Il dettaglio è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2025	I semestre 2024
Dividendi	23	36
Interessi attivi verso banche	2.854	8.193
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	10.807	9.094
Interessi attivi da clienti	3.806	3.124
Altri proventi finanziari	3.146	6.461
Totale	20.636	26.908

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti si riferiscono principalmente a interessi maturati sulle somme vincolate in depositi bancari (9.633 migliaia di euro), su crediti inerenti ai rapporti di conto corrente tra il Gruppo e il Comune di Torino (187 migliaia di euro) e a interessi su finanziamenti concessi a società collegate (88 migliaia di euro).

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

Oneri finanziari

La voce ammonta a 79.913 migliaia di euro (69.953 migliaia di euro nel primo semestre 2024). Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2025	I semestre 2024
Interessi passivi su mutui	29.897	37.312
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	35.770	28.443
Effetto copertura contratti derivati su tassi	(4.613)	(10.749)
Interessi passivi su c/c bancari	602	9
Interessi passivi verso altri	5.081	4.640
Oneri finanziari capitalizzati	(701)	(143)
Oneri da fair value contratti derivati	209	-
Minusvalenza da cessione di attività finanziarie	-	9
Interest cost - Benefici ai dipendenti	1.292	1.250
Oneri finanziari su passività per leasing	858	847
Accantonamento a fondo svalutazione crediti finanziari	1	-
Altri oneri finanziari	11.517	8.335
Totale	79.913	69.953

Gli interessi su mutui e prestiti obbligazionari comprendono gli oneri relativi alla valutazione al costo ammortizzato.

Gli interessi passivi su mutui comprendono oneri relativi a operazioni di liability management per 3.285 migliaia di euro.

Gli altri oneri finanziari sono costituiti principalmente da oneri finanziari per l'attualizzazione dei fondi.

NOTA 43_RETTFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

La voce è negativa per 87 migliaia di euro (positiva per 2.027 migliaia di euro nel primo semestre 2024) e si riferisce principalmente all'effetto della rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione del controllo, dell'interessenza pregressa in EGEA Holding.

Nel periodo comparativo si riferiva principalmente alla rideterminazione del valore della partecipazione in Siena Ambiente prima del consolidamento e alla svalutazione della partecipazione in EGEA.

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 8.561 migliaia di euro (positivo per 4.706 migliaia di euro nel primo semestre 2024). 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 82.650 migliaia di euro e accoglie la stima delle imposte sul reddito del primo semestre 2025, mentre nel periodo comparativo era pari a 73.161 migliaia di euro.

La stima delle imposte sul reddito del primo semestre 2025 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 2025 è pari al 30% mentre nel primo semestre 2024 era pari al 30,1 %.

NOTA 46_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE

Non è presente sia nel primo semestre 2025 che nel periodo comparativo.

NOTA 47_UTILE (PERDITA) DEL PERIODO ATTRIBUIBILE ALLE MINORANZE

L'utile di terzi, pari a 9.284 migliaia di euro (21.663 migliaia di euro nel primo semestre 2024), 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 2025 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 2025	I semestre 2024
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	183.573	148.041
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.283.076	1.283.076
Utile (perdita) per azione base (euro)	0,14	0,12

NOTA 49_ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

Le altre componenti di conto economico complessivo sono positive per 21.424 migliaia di euro (positive per 12.468 migliaia di euro nel primo semestre 2024) e comprendono altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a conto. Nel dettaglio si riferiscono:

- alla quota efficace delle variazioni di *fair value* di strumenti di copertura di flussi finanziari, positiva per 34.017 migliaia di euro, che si riferisce ai derivati stipulati come copertura della variazione dei tassi di interesse e ai derivati stipulati come copertura della variazione dei prezzi delle commodities (per il Gruppo si tratta di energia elettrica e gas);
- alla quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, negativa per 318 migliaia di euro, che si riferisce alle variazioni di *fair value* di strumenti di copertura di flussi finanziari di società collegate;
- alla variazione della riserva di traduzione, negativa per 3.509 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 8.766 migliaia di euro.

XI. Garanzie, impegni e passività potenziali

GARANZIE

Le garanzie prestate riguardano Fideiussioni ed altre garanzie per impegni propri per 791.193 migliaia di euro (823.625 migliaia di euro al 31 dicembre 2024); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni ed impegni a favore di:

- GME per 93.100 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato energetico;
- ATERSIR per 59.639 migliaia di euro per convenzioni e gare in corso relative al Servizio Idrico Integrato e al Servizio di Gestione dei Rifiuti Urbani;
- Provincia Torino/Città Metropolitana per 58.849 migliaia di euro a fronte del conferimento rifiuti e della gestione post-mortem degli impianti soggetti ad A.I.A.;
- ARPAE per 56.567 migliaia di euro a fronte del conferimento rifiuti e della gestione operativa e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
- Shell Energy Europe per 50.000 migliaia di euro a garanzia del contratto di fornitura gas;
- ATO-R per 44.335 migliaia di euro come garanzie definitive per la procedura di acquisizione di AMIAT/TRM;
- SNAM Rete Gas per 33.736 migliaia di euro a garanzia dei contratti dispacciamento gas e codici di rete;
- Comune Città di Torino per 31.861 migliaia di euro garanzie definitive per la procedura di acquisizione di AMIAT/TRM;
- Provincia di La Spezia per 29.889 migliaia di euro per conferimento rifiuti e gestione impianti;
- Ministero dell'Ambiente per 28.235 migliaia di euro per autorizzazioni diverse;
- Agenzie delle Dogane per euro 22.269 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento dell'imposte erariali e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
- Regione Piemonte per 15.601 migliaia di euro a garanzia di project financing per l'affidamento in concessione di grandi impianti di derivazione acque a scopo idroelettrico;
- CONSIP per 14.762 migliaia di euro principalmente per contratti fornitura di energia elettrica;
- Agenzia delle Entrate per 14.724 migliaia di euro a fronte della richiesta di rimborso del credito IVA;
- Terna per 14.067 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;
- Regione Puglia per 11.290 migliaia di euro a garanzia autorizzazioni scariche ed impianti;
- Assemblea Territoriale Idrica Enna per 9.028 migliaia di euro a garanzia lavori;
- Aisa Impianti per 7.800 migliaia di euro a garanzia del contratto di conferimento presso gli impianti;
- Consorzio di Bacino Basso Novarese per 6.989 migliaia di euro a garanzia dell'affidamento della raccolta e smaltimento rifiuti urbani;
- Regione Toscana per 8.643 migliaia di euro a garanzia autorizzazioni scariche ed impianti;
- Provincia di Savona per 6.647 migliaia di euro a garanzia gestione impianti;
- Ato Toscana Sud per 6.500 migliaia di euro a garanzia servizio gestione integrata dei rifiuti
- CSEA per 5.950 euro migliaia a garanzia del servizio a tutele graduali.

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 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 935 migliaia di euro;
- contratti di acquisto gas metano a prezzo indicizzato, per un quantitativo previsionale dell'equivalente di 27,2 TWh;
- contratti di acquisto energia elettrica, per un controvalore di 62.502 migliaia di euro.

PASSIVITA' POTENZIALI

Iren Mercato S.p.A. / Azienda Sanitaria Locale Roma 1 - Iren Mercato S.p.A. / Azienda Sanitaria Locale Roma 4

Sono pendenti dinanzi al Tribunale di Roma due procedimenti attivati da alcune ASL laziali ed inerenti ai rapporti economici intercorsi tra queste ed Iren Mercato, in proprio e quale componente dell'ATI affidataria in forza di Convenzione del 4 agosto 2006 conclusa con la Regione Lazio del "Multiservizio tecnologico e fornitura vettori energetici - Lotto D"; in particolare:

- atto di citazione del 10 aprile 2020 dalla ASL ROMA 1 (contratto del 13 dicembre 2007), finalizzato all'accertamento dell'indebita percezione del corrispettivo per il servizio di erogazione di acqua calda sanitaria e vapore per il periodo dal 1° luglio 2007 al 28 febbraio 2017, contestando la non corretta applicazione della tariffa, e alla conseguente ripetizione della somma; parte attorea ha quantificato tale importo in 8 milioni di euro. A seguito di nomina del CTU da parte del Giudizio, sono state avviate le operazioni peritali.

- atto di citazione del 12 aprile 2022 dalla ASL ROMA 4 (contratto del 8 giugno 2007), finalizzato all'accertamento dell'indebita percezione del corrispettivo per il servizio di erogazione di acqua calda sanitaria e vapore per il periodo dal 1° aprile 2007 al 19 febbraio 2017, contestando la non corretta applicazione della tariffa, e alla conseguente ripetizione della somma; parte attorea ha quantificato tale importo in 7,5 milioni di euro. A seguito di nomina del CTU da parte del Giudizio, sono state avviate le operazioni peritali.

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.

Iren Mercato S.p.A. / Azienda Sanitaria Locale Viterbo

In data 27 marzo 2025 Azienda Sanitaria Locale Viterbo ha presentato domanda di arbitrato finalizzata all'accertamento dell'indebita percezione da parte di Iren Mercato del corrispettivo per il servizio di erogazione di acqua calda sanitaria e vapore per il periodo dal 1° aprile 2007 al 19 febbraio 2017, contestando la non corretta applicazione della tariffa, e alla conseguente ripetizione della somma; la parte attorea ha quantificato tale importo in 8,9 milioni di euro. Le parti hanno nominato il proprio Arbitro, mentre non è ancora stato nominato il Presidente del Collegio Arbitrale.

Il rischio di soccombenza è stato cautelativamente stimato come possibile, stante l'incertezza correlata ad operazioni arbitrali 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 e gas)
- Altri servizi (Laboratori, Telecomunicazioni ed altri minori).

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

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

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

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto per settore di attività comparato ai valori al 31 dicembre 2023 rideterminato e il conto economico (fino al risultato operativo) del corrente anno per settore di attività, raffrontato ai dati del primo semestre 2023 rideterminati.

Si segnala che non vi sono ricavi provenienti da operazioni con un singolo cliente pari o superiori al 10% dei ricavi complessivi.

Negli schemi di analisi settoriale di seguito riportati vengono presentate le seguenti grandezze:

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

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

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

Capitale immobilizzato: determinato dalla somma di Immobili, impianti e macchinari, Investimenti immobiliari, Attività immateriali a vita definita, Avviamento, Partecipazioni contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto e Altre partecipazioni.

Margine operativo lordo: determinato dalla somma del Risultato prima delle imposte, del Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, della Rettifica di valore di partecipazioni, dei Proventi e Oneri finanziari e degli Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni.

Risultato operativo: determinato dalla somma del Risultato prima delle imposte, del Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, della Rettifica di valore di partecipazioni e dei Proventi e Oneri finanziari.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2025

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	4.039	1.648	2.377	450	17	213	8.744
Capitale circolante netto	201	57	128	(130)	8	-	264
Altre attività e passività non correnti	(713)	(208)	(205)	(77)	3	-	(1.200)
Capitale investito netto (CIN)	3.527	1.497	2.300	243	28	213	7.808
Patrimonio netto							3.580
Posizione Finanziaria netta							4.228
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							7.808

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2024

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.800	1.645	2.302	359	17	291	8.414
Capitale circolante netto	114	9	(11)	(128)	4	-	(12)
Altre attività e passività non correnti	(675)	(182)	(139)	19	1	-	(976)
Capitale investito netto (CIN)	3.239	1.472	2.152	250	22	291	7.426
Patrimonio netto							3.344
Posizione Finanziaria netta							4.083
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							7.426

Conto Economico per settori di attività Primo Semestre 2025

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	677	689	1.426	1.962	16	(1.284)	3.485
Totale costi operativi	(406)	(557)	(1.253)	(1.814)	(14)	1.284	(2.759)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	271	132	173	148	2	-	726
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(121)	(110)	(91)	(77)	(1)	-	(400)
Risultato operativo (EBIT)	150	22	82	71	1	-	326

Conto Economico per settori di attività Primo Semestre 2024 rideterminato

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	621	616	877	1.556	18	(990)	2.698
Totale costi operativi	(383)	(491)	(744)	(1.418)	(16)	990	(2.062)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	238	125	133	138	2	-	636
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(112)	(99)	(85)	(60)	(1)	-	(357)
Risultato operativo (EBIT)	126	27	48	78	1	-	279

XIII. Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO

ELENCO DELLE IMPRESE COLLEGATE

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO RICLASSIFICATI
(Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

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

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	Euro	63.622.002	100	Iren
Iren Energia S.p.A.	Torino	Euro	918.767.148	100	Iren
Iren Mercato S.p.A.	Genova	Euro	61.356.220	100	Iren
Ireti S.p.A.	Genova	Euro	196.832.103	100	Iren
Ireti Gas S.p.A.	Parma	Euro	120.000	100	Ireti
Acam Acque S.p.A.	La Spezia	Euro	24.260.050	100	Ireti
Acam Ambiente S.p.A.	La Spezia	Euro	1.000.000	100	Iren Ambiente
Acquaenna S.c.p.a.	Enna	Euro	3.000.000	50,87	Ireti
Acqui Energia S.p.A.	Alba (CN)	Euro	1.800.000	100	TLRNET
Alessandria Calore S.r.l.	Alba (CN)	Euro	1.000.000	100	TLRNET
Agrovoltaica S.r.l.	Torino	Euro	1.000	100	Iren Green Generation
Alfa Solutions S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	100.000	86	Iren Smart Solutions
Alegas S.r.l.	Alessandria	Euro	100.000	100	Iren Mercato
AMIAT S.p.A.	Torino	Euro	46.326.462	80	AMIAT V
AMIAT V. S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	93,06	Iren Ambiente
Ardea S.r.l.	Cuneo	Euro	500.000	100	Egea Holding
ASM Vercelli S.p.A.	Vercelli	Euro	120.812.720	59,97	Ireti
Asti Energia e Calore S.p.A.	Asti	Euro	120.000	62	Iren Energia
Atena Trading S.r.l.	Vercelli	Euro	556.000	59,97	Iren Mercato
Bonifica Autocisterne S.r.l.	Piacenza	Euro	595.000	51	Iren Ambiente
Bonifiche Servizi Ambientali S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	3.000.000	100	Iren Ambiente
Bra Energia S.p.A.	Alba (CN)	Euro	2.492.083	80	TLRNET
Capo dell'Acqua S.r.l.	Bari	Euro	10.000	100	Egea Holding
Carmagnola Energia S.r.l.	Alba (CN)	Euro	200.000	100	TLRNET
Consorzio GPO	Reggio Emilia	Euro	20.197.260	62,35	Ireti
C.R.C.M. S.r.l.	Terranuova Bracciolini (AR)	Euro	3.062.000	85,65 7,15	Valdarno Ambiente Siena Ambiente
Dogliani Energia S.r.l.	Cuneo	Euro	10.000	100	Iren Energia
Edis S.r.l.	Alba (CN)	Euro	296.635	100	Egea Holding
Egea Acque S.p.A.	Alba (CN)	Euro	3.715.278	100	Egea Holding
Egea Ambiente S.r.l.	Alba (CN)	Euro	500.000	100	Egea Holding
Egea Holding S.p.A.	Alba (CN)	Euro	52.941	100	Iren
Egea New Energy S.p.A.	Alba (CN)	Euro	2.200.000	100	Egea Holding
Egea Energie S.r.l.	Alba (CN)	Euro	100.000	100	Egea Holding
Ekovision S.r.l.	Prato	Euro	1.485.000	100	SEI Toscana
Formaira S.r.l.	San Damiano Macra (CN)	Euro	40.000	100	Maira
Futura S.p.A.	Grosseto	Euro	3.660.955	40 40 20	Iren Ambiente Toscana Iren Ambiente Sei Toscana
I. Blu S.r.l.	Tavagnacco (UD)	Euro	9.001.000	80	Iren Ambiente
Iren Acqua S.p.A.	Genova	Euro	19.203.420	100	Ireti
Iren Acqua Tigullio S.p.A.	Chiavari (GE)	Euro	979.000	66,55	Iren Acqua
Iren Acqua Reggio S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	5.000.000	100	Ireti

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Iren Acqua Piacenza S.r.l.	Piacenza	Euro	3.000.000	100	Ireti
Iren Ambiente Parma S.r.l.	Parma	Euro	4.000.000	100	Iren Ambiente
Iren Ambiente Piacenza S.r.l.	Piacenza	Euro	4.000.000	100	Iren Ambiente
Iren Ambiente Toscana S.p.A.	Firenze	Euro	5.000.000	100	Iren Ambiente
Iren Laboratori S.p.A.	Genova	Euro	2.000.000	90,89	Ireti
Iren Smart Solutions S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	2.596.721	60	Iren Energia
				20	Iren Ambiente
				20	Iren Mercato
Limes 1 S.r.l.	Torino	Euro	20.408	51	Iren Green Generation
Limes 2 S.r.l.	Torino	Euro	20.408	51	Iren Green Generation
Limes 20 S.r.l.	Torino	Euro	10.000	100	Iren Green Generation
Maira S.p.A.	San Damiano Macra (CN)	Euro	596.442	82	Iren Energia
Manduriambiente S.p.A.	Manduria (TA)	Euro	4.111.820	95,289	Iren Ambiente
Monferrato Energia S.p.A.	Alba (CN)	Euro	400.000	90	TLRNET
Nord Ovest Servizi S.p.A.	Torino	Euro	7.800.000	45	Ireti
				30	Amiat
Olmo Bruno S.r.l.	Alba (CN)	Euro	20.000	100	Egea Ambiente S.r.l.
Iren Green Generation S.r.l.	Torino	Euro	10.000	100	Iren Energia
Iren Green Generation Tech S.r.l.	Torino	Euro	80.200	100	Iren Green Generation
ReCos S.p.A.	La Spezia	Euro	1.000.000	99,51	Iren Ambiente
Re Mat S.r.l.	Torino	Euro	200.000	94,77	Iren Ambiente
Reti Metano Territorio S.r.l.	Alba (CN)	Euro	20.200.000	100	Egea Holding
Rigenera Materiali S.r.l.	Genova	Euro	3.000.000	100	Iren Ambiente
Salerno Energia Vendite S.p.A.	Salerno	Euro	3.312.060	50	Iren Mercato
San Germano S.p.A.	Torino	Euro	1.425.000	100	Iren Ambiente
Scarlino Energia S.p.A.	Scarlino (GR)	Euro	1.000.000	100	Iren Ambiente Toscana
SEI Toscana S.r.l.	Siena	Euro	45.388.913	41,78	Iren Ambiente Toscana
				16,37	Valdarno Ambiente
				20,62	Siena Ambiente
				0,2	C.R.C.M.
Semia Green S.r.l.	Siena	Euro	3.300.000	50,909	Iren Ambiente Toscana
				49,091	Siena Ambiente
S.E.P. S.p.A.	Alba (CN)	Euro	200.000	100	TLRNET
Siena Ambiente S.p.A.	Siena	Euro	2.866.575	40	Iren Ambiente Toscana
SISEA S.r.l.	Sommariva del bosco (CN)	Euro	750.000	51	Egea Ambiente
Tecnoedil lavori S.r.l.	Alba (CN)	Euro	410.000	98,78	Egea Acque
				1,22	Egea Holding
Telenergia S.r.l.	Alessandria	Euro	3.700.000	97,3	TLRNET
Territorio e Risorse S.r.l.	Torino	Euro	2.510.000	65	Iren Ambiente
				35	ASM Vercelli
TLRNET S.r.l.	Alba (CN)	Euro	1.000.000	100	Egea Holding
TRM S.p.A.	Torino	Euro	86.794.220	80	Iren Ambiente
Uniproject S.r.l.	Maltignano (AP)	Euro	91.800	100	Iren Ambiente
Valbormida Energia S.p.A.	Alba (CN)	Euro	800.000	60	TLRNET

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Valdarno Ambiente S.r.l.	Terranuova Bracciolini (AR)		22.953.770	56,016	Iren Ambiente Toscana
Valle Dora Energia S.r.l.	Torino	Euro	537.582	74,5	Iren Energia

ELENCO DELLE IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili S.p.A. in liquidazione	Torino	Euro	7.633.096	47,546	Ireti
Acqui Rete Gas S.r.l.	Alba (CN)	Euro	10.000	50	Reti Metano Territorio
Enerbrain S.r.l.	Torino	Euro	50.000	49,69	Iren Smart Solutions
Vaserie S.r.l.	Siena	Euro	10.000	69	Siena Ambiente

ELENCO DELLE IMPRESE COLLEGATE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
A2A Alfa S.r.l. (1)	Milano	Euro	100.000	30	Iren Mercato
Acos S.p.A.	Novi Ligure	Euro	17.075.864	25	Ireti
Acos Energia S.p.A.	Novi Ligure	Euro	150.000	25	Iren Mercato
Aeta S.c. a r.l.	Bra (CN)	Euro	20.000	25	Egea Holding
				25	Egea Acque
Agrinord Energia S.r.l.	Alba (CN)	Euro	50.000	40	Egea New Energy S.p.A.
Aguas de San Pedro S.A. de C.V.	S. Pedro Sula (Honduras)	Lempiras	159.900	39,34	Ireti
Aiga S.p.A. (1)	Ventimiglia	Euro	104.000	49	Ireti
Amat S.p.A. (1)	Imperia	Euro	5.435.372	48	Ireti
Arca S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	40	Ireti
Arienes S.c. a r.l.	Reggio Emilia	Euro	50.000	42	Iren Smart Solutions
ASA S.p.A.	Livorno	Euro	28.613.406	40	Ireti
Asa S.c.p.a.	Castel Maggiore (BO)	Euro	1.820.000	49	Iren Ambiente
Astea S.p.A.	Recanati (MC)	Euro	76.115.676	21,32	Consorzio GPO
Asti Servizi Pubblici S.p.A.	Asti	Euro	7.540.270	45	Nord Ovest Servizi
Barricalla S.p.A.	Torino	Euro	2.066.000	35	Iren Ambiente
BI Energia S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	47,5	Iren Energia
Biometano Cella Dati S.r.l.	Cella Dati (CR)	Euro	270.000	50	Egea New Energy S.p.A.
Calore Verde S.r.l.	Ormea (CN)	Euro	30.000	20,81	Egea Holding
Centro Corsi S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	12.000	33	Alfa Solutions S.p.A.
CSA S.p.A. (1)	Terranuova Bracciolini (AR)	Euro	1.369.502	47,97	Iren Ambiente Toscana
CSAI S.p.A.	Terranuova Bracciolini (AR)	Euro	1.610.511	40,32	Iren Ambiente Toscana

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
EGUA S.r.l.	Cogorno (GE)	Euro	119.000	49	Ireti
Etambiente S.p.A.	Firenze	Euro	2.300.000	33,91	Egea Ambiente
Fata Morgana S.p.A. (2)	Reggio Calabria	Euro	2.225.694	25	Ireti
Fin Gas S.r.l.	Milano	Euro	10.000	50	Iren Mercato
Fratello Sole Energie Solidali Impresa Sociale S.r.l.	Genova	Euro	350.000	40	Iren Energia
G.A.I.A. S.p.A.	Asti	Euro	5.539.700	45	Iren Ambiente
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara (RE)	Euro	100.000	40	Iren Ambiente
OMI Rinnovabili S.c.a.r.l.	Reggio Emilia	Euro	10.000	40,15	Alfa Solutions S.p.A.
Piana Ambiente S.p.A. (2)	Gioia Tauro	Euro	1.719.322	25	Ireti
Rimateria S.p.A. (3)	Piombino (LI)	Euro	4.589.273	30	Iren Ambiente
Seta S.p.A.	Torino	Euro	12.378.237	48,85	Iren Ambiente
Sistema Ambiente S.p.A.	Lucca	Euro	2.487.657	36,56	Iren Ambiente
STU Reggiane S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	16.770.080	30	Iren Smart Solutions
Tanaro Servizi Acque S.p.A.	Alba (CN)	Euro	100.000	48,62	Egea Acque
3A S.c.a.r.l.	Alba (CN)	Euro	10.000	40	Tecnoedil
Tirana Acque S.c. a r.l. (1)	Genova	Euro	95.000	50	Ireti
Valenza Rete Gas S.p.A.	Valenza (AL)	Euro	200.000	50	Reti Metano Territorio

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Siciliane S.p.A. (1)	Palermo	Euro	5.000.000	9,83	Iren Acqua
Aeroporto di Reggio Emilia S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	2.177.871	0,11	Alfa Solutions S.p.A.
AISA S.p.A. In liquidazione (1)	Arezzo	Euro	3.867.640	3	Iren Ambiente Toscana
AISA Impianti S.p.A.	Arezzo	Euro	6.650.000	3	Iren Ambiente Toscana
Alpen 2.0 S.r.l.	Torino	Euro	70.000	14,29	Maira
ACQUEDUEO S.c.a.r.l.	Biella	Euro	40.000	20	ASM Vercelli
Aurora S.r.l.	S. Martino in Rio (RE)	Euro	514.176	0,1	Alfa Solutions S.p.A.
Autostrade Centro Padane S.p.A.	Cremona	Euro	30.000.000	1,46	Ireti
C.R.P.A. S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	2.201.350	2,27	Ireti
CIDIU Servizi S.p.A.	Collegno (TO)	Euro	10.000.000	17,9	Amiat
Consorzio CIM 4.0 s.c.a.r.l.	Torino	Euro	232.000	4,3	Iren
CCC-Consorzio cooperative costruzioni	Bologna	Euro	15.637.899	0,06	BSA
GAL Langhe Roero Scarl	Bossolasco (CN)	Euro	1.007.500	0,46	Egea Acque
Consorzio Integra	Bologna	Euro	42.548.492	0,02	BSA
Consorzio Topix	Torino	Euro	1.600.000	0,3	Iren Energia
EGEA S.p.A.	Alba (CN)	Euro	58.167.200	0,47	SEI Toscana
Environment Park S.p.A.	Torino	Euro	11.406.780	3,39	Iren Energia
				7,41	AMIAT

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
L.E.A.P. S.c. a r.l.	Piacenza	Euro	255.728	14,66	Iren Ambiente
MiTo Tech Ventures SLP SICAV-RAIF	Lussemburgo				Iren Spa
Parma Servizi Integrati S.c. a r.l.	Parma	Euro	20.000	11	Iren Smart Solutions
Reggio Emilia Innovazione S.c. a r.l. in liquidazione (2)	Reggio Emilia	Euro	871.956	0,99	Iren Ambiente
Restart	Ascoli Piceno	Euro	13.670.060	0,066	Uniproject
Serchio Verde Ambiente S.p.a. in liquidazione (2)	Castelnuovo di Garfagnana (LU)	Euro	1.128.950	5,93	Iren Ambiente Toscana
Società di Biotecnologie S.p.A.	Torino	Euro	536.000	2,93	Iren Smart Solutions
Tech4Planet	Roma	Euro	149.348	11,03	Iren Spa
T.I.C.A.S.S. S.c. a r.l.	Genova	Euro	136.000	2,94	Ireti

(1) Società in liquidazione

(2) Società in liquidazione classificata nelle attività destinate a cessare

(3) Società fallita

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	1.113	-	4	1.932	-
Comune Parma	8.056	-	414	635	-
Comune Piacenza	2.561	-	-	1.232	-
Comune Reggio Emilia	2.001	-	540	70	-
Comune Torino	48.435	37.509	83	719	4.972
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	-	41	-	-
JOINT VENTURES					
Acque Potabili	79	-	-	(2)	-
Acqui Rete Gas	145	2.100	-	28	-
Vaserie Energia	-	-	-	-	-
SOCIETA' COLLEGATE					
ACOS	4	4.691	-	-	-
ACOS Energia	1	475	-	-	-
Agrinord Energia	-	634	-	-	-
Aguas de San Pedro	-	749	-	-	-
AIGA	400	75	-	85	-
AMAT	106	-	-	-	-
ARCA	16.535	-	-	125	-
Arienes	7.474	-	-	7.625	311
ASA	209	-	-	224	-
ASA Livorno	688	-	-	(13)	-
ASTEA	4	256	-	1	-
Asti Servizi Pubblici	243	278	-	150	-
Barricalla	598	490	-	12	-
BI Energia	5	1.232	-	-	-
Biometano Cella Dati	5	572	-	-	-
Centro Corsi	-	30	-	26	-
CSA in liquidazione	748	-	-	-	-
CSAI	84	-	-	268	-
EGUA	425	100	-	22	-
Etambiente	30	243	-	6.484	-
Fingas	-	100	-	-	-
Fratello Sole Energie Solidali	816	-	-	194	-
GAIA	1.823	-	-	1.198	-
Iniziative Ambientali	2	-	-	-	-
Omi Rinnovabili	-	-	-	-	-
Piana Ambiente in liquidazione	70	-	-	-	-
SETA	4.916	-	-	380	-
Sistema Ambiente	2	-	-	-	-
STU Reggiane	84	523	-	-	-
Valenza Rete Gas	62	125	-	2	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Controllate Comune di Torino	929	-	32	305	-
Controllate Comune di Genova	761	-	12	1.785	6
Controllate Comune di Parma	864	-	189	1.066	-
Controllate Comune di Piacenza	32	-	-	573	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	2.382	-	-	3.112	-
Altre	(3)	-	-	-	-
TOTALE	102.689	50.182	1.315	28.238	5.289

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	-	1.023	4.181	-	-
Comune Parma	-	528	1.211	-	-
Comune Piacenza	-	9.240	669	-	-
Comune Reggio Emilia	-	127	(38)	-	-
Comune Torino	-	124.916	525	188	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	-	-	-	-
JOINT VENTURES					
Acque Potabili	-	10	-	-	-
Acqui Rete Gas	-	32	13	24	-
Vaserie Energia	-	3	-	-	-
SOCIETA' COLLEGATE					
ACOS	-	24	-	-	-
ACOS Energia	-	3	-	-	-
Agrinord Energia	-	-	-	-	-
Aguas de San Pedro	-	-	-	-	-
AIGA	-	-	-	-	-
AMAT	-	-	-	-	-
ARCA	493	44.685	1.496	83	-
Arienes	-	38	-	-	-
ASA	-	246	779	-	-
ASA Livorno	-	475	82	5	-
ASTEA	-	8	15	-	-
Asti Servizi Pubblici	-	1.170	130	-	-
Barricalla	-	1.607	-	-	-
BI Energia	-	2	-	-	-
Biometano Cella Dati	-	-	-	-	-
Centro Corsi	-	5	51	-	-
CSA in liquidazione	-	591	-	-	-
CSAI	-	673	234	-	-
EGUA	-	143	75	-	-
Etambiente	-	30	6.484	-	-
Fingas	-	-	-	3	-
Fratello Sole Energie Solidali	-	-	-	-	-
GAIA	-	1.791	2.066	4	-
Iniziative Ambientali	-	2	-	-	-
Omi Rinnovabili	-	-	129	-	-
Piana Ambiente in liquidazione	-	-	-	-	-
SETA	-	6.119	532	-	-
Sistema Ambiente	-	2	-	-	-
STU Reggiane	-	52	-	13	-
Valenza Rete Gas	-	55	12	2	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Controllate Comune di Torino	7	2.688	1.491	-	1
Controllate Comune di Genova	147	3.176	1.293	10	-
Controllate Comune di Parma	-	1.391	1.507	-	-
Controllate Comune di Piacenza	-	256	572	-	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	-	2.905	2.832	-	-
Altre	-	199	-	-	-
TOTALE	647	204.215	26.341	332	1

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	4.550.525	Attività materiali	4.550.525
Investimenti immobiliari	1.946	Investimenti immobiliari	1.946
Attività immateriali	3.706.221	Attività immateriali	3.706.221
Avviamento	272.387	Avviamento	272.387
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	203.859	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	203.859
Altre partecipazioni	9.008	Altre partecipazioni	9.008
Totale (A)	8.743.946	Attivo Immobilizzato (A)	8.743.946
Altre attività non correnti	117.660	Altre attività non correnti	117.660
Debiti vari e altre passività non correnti	(874.182)	Debiti vari e altre passività non correnti	(874.182)
		+ Fair value passivo derivati commodity	(40)
Totale (B)	(756.522)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(756.562)
Rimanenze	72.423	Rimanenze	72.423
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	325.258	Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	325.258
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	92.335	Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	92.335
Crediti commerciali non correnti	44.975	Crediti commerciali non correnti	44.975
Crediti commerciali	1.209.115	Crediti commerciali	1.209.115
Crediti per imposte correnti	19.573	Crediti per imposte correnti	19.573
Crediti vari e altre attività correnti	439.688	Crediti vari e altre attività correnti	439.688
Debiti commerciali	(1.422.454)	Debiti commerciali	(1.422.454)
Passività derivanti da contratti con i clienti	(2.913)	Passività derivanti da contratti con i clienti	(2.913)
Debiti vari e altre passività correnti	(402.865)	Debiti vari e altre passività correnti	(402.865)
Debiti per imposte correnti	(98.089)	Debiti per imposte correnti	(98.089)
		+ Fair value passivo derivati commodity	(4.739)
		+ Oneri compensazioni ambientali	(8.718)
Totale (C)	277.046	Capitale circolante netto (C)	263.589
Attività per imposte anticipate	414.155	Attività per imposte anticipate	414.155
Passività per imposte differite	(126.278)	Passività per imposte differite	(126.278)
Totale (D)	287.877	Attività (Passività) per imposte differite (D)	287.877
Benefici ai dipendenti	(83.051)	Benefici ai dipendenti	(83.051)
Fondi per rischi ed oneri	(293.162)	Fondi per rischi ed oneri	(293.162)
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(374.286)	Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(374.286)
		- Oneri compensazioni ambientali	8.718
Totale (E)	(750.499)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)	(741.781)
Attività destinate ad essere cedute	12.929	Attività destinate ad essere cedute	12.929
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(1.740)	Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(1.740)
Totale (F)	11.189	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)	11.189
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)	7.808.258
Patrimonio Netto (H)	3.580.100	Patrimonio Netto (H)	3.580.100
Attività finanziarie non correnti	(137.434)	Attività finanziarie non correnti	(137.434)
Passività finanziarie non correnti	4.443.418	Passività finanziarie non correnti	4.443.418
		- Fair value attivo derivati commodity	(40)
Totale (I)	4.305.984	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)	4.305.944
Attività finanziarie correnti	(554.042)	Attività finanziarie correnti	(554.042)
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(200.114)	Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(200.114)
Passività finanziarie correnti	681.109	Passività finanziarie correnti	681.109
		- Fair value attivo derivati commodity	(4.739)
Totale (L)	(73.047)	Indeb. finanziario a breve termine (L)	(77.786)
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)	4.228.158
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)	7.808.258

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

migliaia di euro

	30/06/2025	31/12/2024
A. Disponibilità liquide	(200.114)	(326.568)
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	(457.021)	(465.034)
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(657.135)	(791.602)
E. Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	87.942	47.364
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	566.619	566.794
G. Indebitamento finanziario corrente (E + F)	654.561	614.158
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G - D)	(2.574)	(177.444)
I. Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	1.447.410	1.468.002
J. Strumenti di debito	2.995.510	2.992.913
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
L. Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)	4.442.920	4.460.915
M. Totale indebitamento finanziario (H + L)	4.440.346	4.283.471
(-) C. Altre attività finanziarie correnti	457.021	465.034
(+) Attività finanziarie non correnti (voce prospetto situazione patrimoniale-finanziaria)	(136.976)	(124.355)
(+) Attività finanziarie correnti (voce prospetto situazione patrimoniale-finanziaria al netto del fair value derivati commodity)	(532.233)	(541.407)
Indebitamento finanziario netto	4.228.158	4.082.743

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

1. I sottoscritti Gianluca Bufo, Amministratore Delegato, e Giovanni Gazza, Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di IREN S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato nel corso del primo semestre 2025.
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.

30 luglio 2025

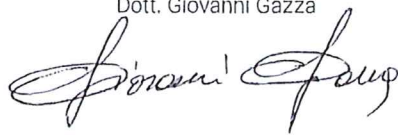
L'Amministratore Delegato

Ing. Gianluca Bufo



Il Dirigente Preposto L. 262/05

Dott. Giovanni Gazza





KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Corso Vittorio Emanuele II, 48
10123 TORINO TO
Telefono +39 011 83951
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

*Agli Azionisti della
Iren S.p.A.*

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dai prospetti della situazione patrimoniale-finanziaria, di conto economico e delle altre componenti di conto economico complessivo, delle variazioni delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative, del Gruppo Iren al 30 giugno 2025.

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) emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

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



Gruppo Iren

*Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato
30 giugno 2025*

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 2025 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea.

Torino, 1° agosto 2025

KPMG S.p.A.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Fabio Monti', written over the printed name and title.

Fabio Monti
Socio



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